

Verzeichnis der Anlagen

- Nr. 1: Umrechnungsfaktoren, Maßeinheiten, Chemische Elemente**
- Nr. 2: BMU (Hrsg.):** Zusammenfassung der wichtigsten Änderungen durch die PV-Novelle, 2012; <http://www.erneuerbare-energien.de/unser-service/mediathek/downloads/detailansicht/artikel/novellierung-des-eeg-2012-durch-die-pv-novelle/> [17.02.2014]
- Nr. 3: Netztransparenz:** Auszug aus der EEG-Vergütungskategorientabelle 2012; http://www.netztransparenz.de/de/EEG_Umsetzungshilfen.htm [17.02.2014]
- Nr. 4: BDEW (Hrsg.):** Wie funktioniert der Wälzungsmechanismus?, Berlin 2012
- Nr. 5: BNetzA:** Pressemitteilung: EEG-Umlage beträgt im kommenden Jahr 6,24 ct/kWh, 15.10.2013; http://www.bundesnetzagentur.de/ShareDocs/Pressemitteilungen/DE/2013/131015_EEG-Umlage.html [13.01.2014]
- Nr. 6: RWE Generation SE:** Pressemitteilung: Gaskraftwerk Claus C in den Niederlanden wird ab 1. Juli konserviert, 05.02.2014; <http://www.presseportal.de/pm/107700/2657214/gaskraftwerk-claus-c-in-den-niederlanden-wird-ab-1-julikonserviert> [17.02.2014]
- Nr. 7: Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie e. V.:** Daten zur Sonne; <http://www.dgs.de/145.0.html> [17.02.2014]
- Nr. 8: Next Kraftwerke:** Ausgleichsenergie; <http://www.next-kraftwerke.de/wissen/regelenergie/ausgleichsenergie> [17.02.2014]
- Nr. 9: Bundesverband Solarwirtschaft e. V. (Hrsg.):** Hintergrundpapier - März 2012, Ausbau und Ertüchtigung des Niederspannungsnetzes zur Aufnahme großer Mengen an Photovoltaik; <http://www.solarwirtschaft.de/unsere-themen/netze-und-netzausbau.html> [17.02.2014]

- Nr. 10: UBA (Hrsg.):** Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger, Bestimmung der vermiedenen Emissionen im Jahr 2012, Nr. 15/2013;
<https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/emissionsbilanz-erneuerbarer-energietraeger-0> [15.01.2014]
- Nr. 11: AEE (Hrsg.):** Fakten – Die wichtigsten Daten zu erneuerbaren Energien. Schnell und kompakt, Berlin 05/2013;
<http://www.unendlich-viel-energie.de/mediathek/broschueren/faktenkarten-erneuerbare-energien> [10.01.2014]

1. Umrechnungsfaktoren und Maßeinheiten

Energie = Joule (J):

Maßeinheit	Zeichen	Faktor	
Kilojoule	[kJ]	10^3	1.000
Megajoule	[MJ]	10^6	1.000.000
Gigajoule	[GJ]	10^9	1.000.000.000
Terajoule	[TJ]	10^{12}	1.000.000.000.000
Petajoule	[PJ]	10^{15}	1.000.000.000.000.000

Leistung = Watt (W)

Maßeinheit	Zeichen	Faktor	Umrechnung
Watt	[W]		1 W = 1 J/s
Kilowatt	[kW]	10^3	1 kW = 1.000 J/s
Megawatt	[MW]	10^6	1 MW = 1.000.000 J/s
Gigawatt	[GW]	10^9	1 GW = 1.000.000.000 J/s

Wattsekunde	[Ws]		1 Ws = 1 J
Kilowattstunde	[kWh]		1 kWh = 3.600.000 J = 3,6 MJ

Gramm je elektrische Kilowattstunde [g/kWhel]

2. Chemische Elemente

Chemisches Element	Summenformel
Kohlendioxid	CO ₂
Methan	CH ₄
Distickstoffmonoxid	N ₂ O
Schwefeldioxid	SO ₂
Stickoxide	No _x

28.06.2012

Die wichtigsten Änderungen der EEG-Novelle zur Photovoltaik 2012

Änderungen durch Beschluss des Vermittlungsausschusses sind rot markiert.

1. **Inkrafttreten:** Das Gesetz tritt zum 1.4.2012 in Kraft.
2. **Neugestaltung der Vergütungsklassen und Größenbegrenzung:** Für Dachanlagen gibt es **vier** Vergütungsklassen: Anlagen bis 10 kW installierter Leistung, **bis 40 kW**, bis 1.000 kW und über 1.000 kW. Freiflächenanlagen erhalten eine einheitliche Vergütung. Anlagen größer als 10 MW erhalten keine Vergütung mehr. Um eine missbräuchliche Aufsplittung in mehrere 10-MW-Anlagen zu vermeiden, werden Anlagen als eine Anlage gewertet, wenn sie innerhalb von 24 Monaten im Umkreis von **2 km** im Gebiet derselben Gemeinde in Betrieb gehen.
3. **Einmalabsenkung:** Die für Juli 2012 erwartete Absenkung der Einspeisevergütung um 15% wird vorgezogen und um eine Sonderdegression ergänzt. Ab 1.4.2012 gelten die in der folgenden Tabelle dargestellten Vergütungssätze.

Installierte Anlagenleistung Dachanlagen				Freiflächenanlagen
bis 10 kW	bis 40 kW	bis 1.000 kW	bis 10 MW	bis 10 MW
19,5 ct/kWh	18,5 ct/kWh	16,5 ct/kWh	13,5 ct/kWh	13,5 ct/kWh

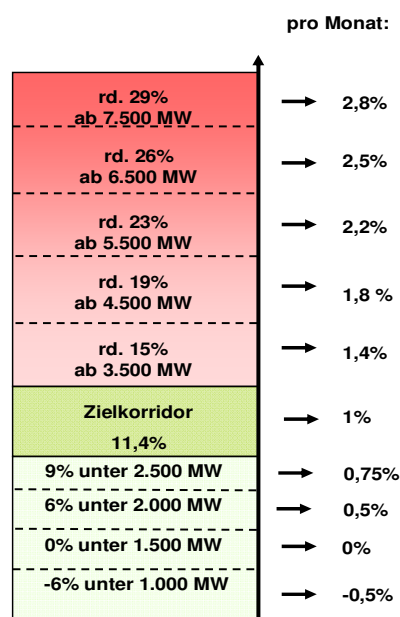
Dachanlagen unterliegen weiterhin einer nach Leistungsschwellen gestuften Vergütung, d.h. die Vergütung für Anlagen, deren Leistung sich über mehr als eine Leistungsstufe erstreckt, wird rechnerisch anteilig ermittelt.

Vertrauensschutz / Übergangsbestimmungen:

- a) Für Freiflächenanlagen gelten die alten Vergütungssätze weiter, wenn vor dem 1. März 2012 ein Planungsverfahren begonnen wurde (Aufstellungsbeschluss zum Bebauungsplan oder Planfeststellungsverfahren) und die Anlage bis zum 30. Juni 2012 technisch in Betrieb genommen wird.
 - b) Bei Freiflächenanlagen auf Konversionsflächen wird die Inbetriebnahmefrist bis zum 30. September 2012 verlängert, die Vergütung sinkt allerdings zum 1. Juli 2012, wie auch bisher im EEG vorgesehen, um 15%.
 - c) Für Dachanlagen, die vor dem 24. Februar 2012 ein Netzanschlussbegehren beim Netzbetreiber gestellt haben, gelten die alten Vergütungssätze, wenn die Anlagen bis zum 30. Juni 2012 in Betrieb genommen werden.
4. **Verstetigung der Degression:** Die Vergütungssätze werden ab 1. Mai 2012 monatlich um 1% gegenüber dem jeweiligen Vormonat abgesenkt. Dies entspricht einer jährlichen Absenkung von ca. 11,4% (Basisdegression), wenn der Zubaukorridor eingehalten wird.

5. **Zubaukorridor und Gesamtausbauziel:** Im EEG wird ein Gesamtausbauziel für die geförderte Photovoltaik in Deutschland in Höhe von 52 GW verankert. Der jährliche Ausbaukorridor von 2.500 – 3.500 MW bleibt ohne Absenkung bis zur Erreichung dieses Ziels erhalten. Ist das Gesamtausbauziel erreicht, erhalten neue Anlagen keine Vergütung mehr. Der Einspeisevorrang bleibt aber für zusätzliche Anlagen auch danach gesichert. Die Bundesregierung wird rechtzeitig vor Erreichung des Ziels einen Vorschlag für eine Neugestaltung vorlegen. Dies erfolgt auf Grundlage des jährlichen Monitoringberichts nach § 65a EEG.
6. **Zubauabhängige Steuerung („atmender Deckel“):** Die Höhe der Degression hängt vom Zubau ab. Die Degressionsschritte werden alle drei Monate angepasst und in Monatsschritten umgesetzt. In den Monaten Mai bis Oktober 2012 sinkt die Vergütung jeweils um 1% zu Monatsbeginn. Die erste zubauabhängige Anpassung erfolgt am 1. November 2012 aufgrund des Zubaus in den Monaten Juli bis September 2012, der auf zwölf Monate hochgerechnet wird. Um jahreszeitliche Schwankungen auszugleichen, erhöht sich in der Folge der Bezugszeitraum, der als Grundlage für die Berechnung der Degression dient: Basis für die Berechnung der Degression ab dem 1. Februar 2013 ist der Zubau von Juli 2012 bis Dezember 2012, wiederum hochgerechnet auf zwölf Monate. Basis für die Berechnung der Degression ab dem 1. Mai 2013 ist der Zubau von Juli 2012 bis März 2013, wiederum hochgerechnet auf zwölf Monate. Für die Berechnung der Degression ab dem 1. August 2013 kann erstmalig ein volles Jahr – vom 1. Juli 2012 bis zum 30. Juni 2013 – als Bezug genommen werden. In der Folge werden jeweils die zurückliegenden zwölf Monate für die Berechnung der Degression verwendet. Ein Monat wird zudem als Puffer benötigt, damit die Bundesnetzagentur den Zubau und die neuen Vergütungssätze ermitteln kann. Wichtig bei dem neuen „atmenden Deckel“ ist, dass bei deutlicher Unterschreitung des Zielkorridors die Degression ausgesetzt bzw. die Vergütungssätze sogar erhöht werden.

Anbei eine grafische Übersicht der zubauabhängigen prozentualen Degressionsschritte:



7. Marktintegrationsmodell und Eigenverbrauchsbonus: Bei Anlagen zwischen 10 kW und 1.000 kW wird pro Jahr nur noch 90% der gesamten erzeugten Strommenge vergütet. Bei kleinen Anlagen bis 10 kW und bei Freiflächenanlagen und sonstigen Anlagen bis 10 MW erfolgt die Vergütung zu 100% der erzeugten Strommenge. Die Regelung gilt für betroffene Anlagen zwischen 10 und 1.000 kW, die ab dem 1. April 2012 in Betrieb genommen werden, sie wird aber erst ab dem 1. Januar 2014 angewendet. D.h. für den Zeitraum bis 31. Dezember 2013 erhalten diese Anlagen Vergütung für 100% der erzeugten Strommenge und erst ab dem 1. Januar 2014 erfolgt die Begrenzung der vergütungsfähigen Strommenge. Im Gegensatz zum Vergütungssatz für Dachanlagen, wird das Marktintegrationsmodell nicht anteilig berechnet, sondern gilt jeweils für die gesamte Strommenge der betroffenen Anlagen.
Die unvergütete Strommenge kann selbst verbraucht, direkt vermarktet oder dem Netzbetreiber zum Verkauf an der Börse angedient werden. Der Eigenverbrauchsbonus entfällt.
8. Anlagen auf neuen Nicht-Wohngebäuden im Außenbereich: Solaranlagen im Außenbereich erhalten grundsätzlich nur dann noch die Dachflächenvergütung, wenn die Anlage auf Wohn- oder Stallgebäuden oder im Zusammenhang mit einem neuen landwirtschaftlichen Gehöft errichtet wird. Solaranlagen auf bereits errichteten Gebäuden erhalten weiterhin die Dachanlagenvergütung.
9. Einengung des Inbetriebnahmebegriffs: Der Begriff der Inbetriebnahme wird enger gefasst. Ab dem 1. April 2012 reicht es nicht mehr aus, dass ein Modul Strom erzeugt hat. Es muss vielmehr an seinem bestimmungsgemäßen Ort fest installiert und mit einem Wechselrichter ausgestattet sein und Strom produziert haben (technische Inbetriebnahme). Dies gilt für Dachanlagen und auch für Freiflächenanlagen, für die die Bestimmungen zum Vertrauensschutz gelten (vgl. Punkt 3), d.h. für alle neuen Anlagen gilt ab 1. April 2012 der technische Inbetriebnahmebegriff.
10. Einbeziehung der Anlagen ins Einspeisemanagement: Anlagen mit einer installierten Leistung bis zu 100 kW, die ab dem 1. Januar 2012 in Betrieb gegangen sind, erhalten noch bis zum 1. Januar 2013 Zeit technische Einrichtungen für die Abregelung ihrer Leistung einzubauen. Ab dem 1. Januar 2013 müssen solche Einrichtungen installiert sein, so dass die Anlagen in das Einspeisemanagement einbezogen werden können. Anlagen bis 30 kW können alternativ ab 2013 ihre maximale Wirkleistungseinspeisung ins Netz auf 70 Prozent begrenzen.
11. Befreiung der Speicher von der EEG-Umlage: Zwischengespeicherter Strom wird künftig von der EEG-Umlage befreit, um eine Doppelbelastung bei Speicherung und Entnahme zu vermeiden.
12. Umrüstung zur Behebung der 50,2 Hz-Problematik: Die Durchführung der Umrüstung obliegt den Netzbetreibern. Die Kosten werden je zur Hälfte über die Netzentgelte und die EEG-Umlage gewälzt. Anlagenbetreiber sind zur Mitwirkung und Duldung der Umrüstung verpflichtet. Bei fehlender Mitwirkung verliert der Anlagenbetreiber seinen EEG-Vergütungsanspruch.

Auszug aus der EEG-Vergütungskategorientabelle

2	EEG-Vergütungskategorientabelle bis einschließlich Inbetriebnahmejahr 2012					
3	Bezeichnung	Energieträger	Inbetriebnahme	Weitere Kriterien	Anteilige Zuordnung	Mindestvergütung in ct/kWh
4						
5	Wasserkraft					
6	WaK41a-----01	Wasser	Inbetriebnahme bis 2001	0-0,5 MW		7,67
7	WaK42a-----01	Wasser	Inbetriebnahme bis 2001	0,5-5 MW		6,65
8						
9	WaK41a-----02	Wasser	Inbetriebnahme 2002	0-0,5 MW		7,67
10	WaK42a-----02	Wasser	Inbetriebnahme 2002	0,5-5 MW		6,65
11						
12	WaK41a-----03	Wasser	Inbetriebnahme 2003	0-0,5 MW		7,67
13	WaK42a-----03	Wasser	Inbetriebnahme 2003	0,5-5 MW		6,65
14						
15	WaK41a-----04	Wasser	Inbetriebnahme 01-07/2004	0-0,5 MW		7,67
16	WaK42a-----04	Wasser	Inbetriebnahme 01-07/2004	0,5-5 MW		6,65
17						
18	WaK61-----04	Wasser	Inbetriebnahme 08-12/2004	0-0,5 MW		9,67
19	WaK62-----04	Wasser	Inbetriebnahme 08-12/2004	0,5-5 MW		6,65
20	WaK63-----04	Wasser	Inbetriebnahme 08-12/2004	>5 MW , Zubau 0-0,5 MW		7,67
21	WaK64-----04	Wasser	Inbetriebnahme 08-12/2004	>5 MW , Zubau 0,5-10 MW		6,65
22	WaK65-----04	Wasser	Inbetriebnahme 08-12/2004	>5 MW , Zubau 10-20 MW		6,10
23	WaK66-----04	Wasser	Inbetriebnahme 08-12/2004	>5 MW , Zubau 20-50 MW		4,56
24	WaK67-----04	Wasser	Inbetriebnahme 08-12/2004	>5 MW , Zubau 50-150 MW		3,70
25						
26	WaK61-----05	Wasser	Inbetriebnahme 2005	0-0,5 MW		9,67
27	WaK62-----05	Wasser	Inbetriebnahme 2005	0,5-5 MW		6,65
28	WaK63-----05	Wasser	Inbetriebnahme 2005	>5 MW , Zubau 0-0,5 MW		7,59
29	WaK64-----05	Wasser	Inbetriebnahme 2005	>5 MW , Zubau 0,5-10 MW		6,58

2	EEG-Vergütungskategorientabelle bis einschließlich Inbetriebnahmejahr 2012					
3	Bezeichnung	Energieträger	Inbetriebnahme	Weitere Kriterien	Anteilige Zuordnung	Mindestvergütung in ct/kWh
3958	SgK3223—Jun12	Solar/Gebäude	Inbetriebnahme 06/2012	1 - 10 MW		13,23
3959	SgK3220—Jul12	Solar/Gebäude	Inbetriebnahme 07/2012	0 - 10 kW		18,92
3960	SgK3221—Jul12	Solar/Gebäude	Inbetriebnahme 07/2012	10 - 40 kW		17,95
3961	SgK3222—Jul12	Solar/Gebäude	Inbetriebnahme 07/2012	40 kW - 1 MW		16,01
3962	SgK3223—Jul12	Solar/Gebäude	Inbetriebnahme 07/2012	1 - 10 MW		13,10
3963	SgK3220—Aug12	Solar/Gebäude	Inbetriebnahme 08/2012	0 - 10 kW		18,73
3964	SgK3221—Aug12	Solar/Gebäude	Inbetriebnahme 08/2012	10 - 40 kW		17,77
3965	SgK3222—Aug12	Solar/Gebäude	Inbetriebnahme 08/2012	40 kW - 1 MW		15,85
3966	SgK3223—Aug12	Solar/Gebäude	Inbetriebnahme 08/2012	1 - 10 MW		12,97
3967	SgK3220—Sep12	Solar/Gebäude	Inbetriebnahme 09/2012	0 - 10 kW		18,54
3968	SgK3221—Sep12	Solar/Gebäude	Inbetriebnahme 09/2012	10 - 40 kW		17,59
3969	SgK3222—Sep12	Solar/Gebäude	Inbetriebnahme 09/2012	40 kW - 1 MW		15,69
3970	SgK3223—Sep12	Solar/Gebäude	Inbetriebnahme 09/2012	1 - 10 MW		12,84
3971	SgK3220—Okt12	Solar/Gebäude	Inbetriebnahme 10/2012	0 - 10 kW		18,36
3972	SgK3221—Okt12	Solar/Gebäude	Inbetriebnahme 10/2012	10 - 40 kW		17,42
3973	SgK3222—Okt12	Solar/Gebäude	Inbetriebnahme 10/2012	40 kW - 1 MW		15,53
3974	SgK3223—Okt12	Solar/Gebäude	Inbetriebnahme 10/2012	1 - 10 MW		12,71
3975	SgK3220—Nov12	Solar/Gebäude	Inbetriebnahme 11/2012	0 - 10 kW		17,90
3976	SgK3221—Nov12	Solar/Gebäude	Inbetriebnahme 11/2012	10 - 40 kW		16,98
3977	SgK3222—Nov12	Solar/Gebäude	Inbetriebnahme 11/2012	40 kW - 1 MW		15,15
3978	SgK3223—Nov12	Solar/Gebäude	Inbetriebnahme 11/2012	1 - 10 MW		12,39
3979	SgK3220—Dez12	Solar/Gebäude	Inbetriebnahme 12/2012	0 - 10 kW		17,45
3980	SgK3221—Dez12	Solar/Gebäude	Inbetriebnahme 12/2012	10 - 40 kW		16,56
3981	SgK3222—Dez12	Solar/Gebäude	Inbetriebnahme 12/2012	40 kW - 1 MW		14,77
3982	SgK3223—Dez12	Solar/Gebäude	Inbetriebnahme 12/2012	1 - 10 MW		12,08

Die vollständige Tabelle kann unter:

netztransparenz.de/de/EEG_Umsetzungshilfen.htm abgerufen werden.

Wie funktioniert der Wälzungsmechanismus?

(laut EEG und Ausgleichsmechanismus-Verordnung zum EEG)

1. Oktober 2012

**BDEW Bundesverband
der Energie- und
Wasserwirtschaft e. V.**
Reinhardtstraße 32
10117 Berlin

Bereich Kommunikation

Pressestelle
Telefon
+49 30 300199-1160
-1164

Telefax
+49 30 300199-4190
presse@bdew.de
www.bdew.de

Stufe 1:

Eine nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) geförderte Anlage (beispielsweise eine Windenergieanlage) erzeugt Strom und speist diesen in das Stromnetz ein. Der Netzbetreiber vor Ort ist verpflichtet, diesen Strom abzunehmen und gemäß den Vorgaben des EEG zu vergüten.

Stufe 2:

Der regionale Netzbetreiber gibt diesen Strom an den regelverantwortlichen, überregionalen Übertragungsnetzbetreiber weiter, in dessen Regelzone er eingebunden ist. Die vier Übertragungsnetzbetreiber in Deutschland (Tennet, EnBW Transportnetze AG, Amprion und 50 Hertz Transmission) betreiben die „Stromautobahnen“ mit einer Spannung von 220 bzw. 380 Kilovolt und sind für die Stabilität des Versorgungssystems in ihrer jeweiligen Regelzone verantwortlich. Für den von den regionalen Netzbetreibern abgenommenen EEG-Strom zahlt der überregionale Übertragungsnetzbetreiber die EEG-Vergütung an den regionalen Netzbetreiber, abzüglich der „vermiedenen Netzentgelte“, mit denen eine angenommene Minderbelastung der regionalen Netzbetreiber ausgeglichen werden soll.

Einige EEG-Anlagen sind direkt an die Netze der Übertragungsnetzbetreiber angeschlossen. In diesen Fällen fallen die Stufen 1 und 2 zusammen.

Stufe 3:

Die vier Übertragungsnetzbetreiber teilen den EEG-Strom und die EEG-Vergütungszahlungen gemäß den jeweiligen Anteilen des Stromabsatzes in den einzelnen Regelzonen am gesamten Stromabsatz in Deutschland

gleichmäßig untereinander auf. Dieses Verfahren wird „horizontaler Belastungsausgleich“ genannt.

Stufe 4:

Die Übertragungsnetzbetreiber verkaufen den EEG-Strom an einer Strombörse zum Börsenpreis. Die Einnahmen werden mit den ausgezahlten EEG-Einspeisungsvergütungen und den im Rahmen der Abwicklung bei den Übertragungsnetzbetreibern entstehenden Kosten (Profilservicekosten, Handelsanbindung, IT, Zinsen, etc.) verrechnet. Die Einnahmen aus dem Verkauf der EEG-Strommengen decken nicht die an die Anlagenbetreiber geleisteten, gesetzlich festgelegten Vergütungszahlungen. Der Fehlbetrag wird auf die gesamte Strommenge, die von den Versorgungsunternehmen in Deutschland an die Letztverbraucher abgegeben wird, umgelegt, so dass im Ergebnis ein fixer Betrag (Cent pro Kilowattstunde) herauskommt. Dieser Betrag gilt bundesweit einheitlich und findet sich in jeder Stromrechnung wieder. Im Jahr 2012 beträgt diese „EEG-Umlage“ 3,592 ct/kWh. Für besonders stromintensive Unternehmen existieren Ausnahmeregelungen, damit für sie im internationalen Wettbewerb keine zusätzlichen Nachteile entstehen.



Pressemitteilung

Bonn, 15. Oktober 2013
Seite 1 von 1

HAUSANSCHRIFT
Tulpenfeld 4
53113 Bonn

TEL +49 228 14-9921
FAX +49 228 14-8975

pressestelle@bnetza.de
www.bundesnetzagentur.de

EEG-Umlage beträgt im kommenden Jahr 6,24 ct/kWh

Homann: „Wie erwartet steigt die EEG-Umlage weiter an“

Im kommenden Jahr beträgt die Umlage für die nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) vergütete Stromeinspeisung 6,24 ct/kWh. Dies gaben die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) heute bekannt. Derzeit liegt die sog. EEG-Umlage bei 5,277 ct/kWh. Die EEG-Umlage wird von den ÜNB jährlich zum 15. Oktober für das folgende Kalenderjahr bekannt gegeben. Die Bundesnetzagentur überwacht deren ordnungsgemäße Ermittlung.

„Wie erwartet steigt die EEG-Umlage weiter an“, sagte Jochen Homann, Präsident der Bundesnetzagentur. „Die wesentlichen Gründe für den Anstieg sind zum einen die gefallen Preise an der Strombörse und zum anderen der Zubau an EEG-geförderten Anlagen. Darin sind erstmals in nennenswertem Umfang die Offshore-Windanlagen enthalten“, so Homann weiter.

Insgesamt prognostizieren die ÜNB für das Jahr 2014 EEG-Einspeisevergütungen in Höhe von 21,5 Mrd. Euro. Dem stehen prognostizierte Vermarktungserlöse an der Strombörse in Höhe von 2,2 Mrd. Euro gegenüber. Die Differenz zwischen prognostizierten Einspeisevergütungen und Vermarktungserlösen bildet den wesentlichen Bestandteil der EEG-Umlage. Je niedriger das Börsenpreinsniveau ist, desto größer ist die mit der EEG-Umlage zu finanzierende Differenz zu den im EEG festgelegten Vergütungssätzen.

Darüber hinaus muss auch das von den ÜNB geführte EEG-Umlagekonto über die Umlagezahlungen ausgeglichen werden. Dieses weist wegen der besonders hohen Einspeisung von Photovoltaikanlagen und der unerwartet stark gefallen Börsenpreise für Strom in diesem Jahr ein Defizit in Höhe von 2,2 Mrd. Euro auf.

Die EEG-Umlage enthält zudem eine Liquiditätsreserve. Diese dient dazu, die Schwankungen der fluktuierenden Energieträger Wind und Sonne aufzufangen, an welche deutlich über die Hälfte der EEG-bedingten Auszahlungen geleistet werden. „Schon im vergangenen Jahr ist die Liquiditätsreserve auf zehn Prozent des erwarteten Differenzbetrags festgelegt worden. Dies hat sich bewährt und soll auch in diesem Jahr in gleicher Höhe erfolgen“, erläuterte Homann. „Sollte die Liquiditätsreserve nicht in Anspruch genommen werden, wirkt dies mindernd auf einen möglichen Anstieg der EEG-Umlage im Folgejahr und kommt dadurch den Verbrauchern wieder zugute.“

„Die heute genannte Zahl von 6,24 ct/kWh liegt glücklicherweise deutlich unter den im Frühjahr befürchteten fast 7 ct/kWh. Dennoch zeigt sie zwei Dinge: Es besteht Reformbedarf beim EEG und es bedarf eines verstärkten Wettbewerbsdrucks, z. B. durch den Wechsel des Energielieferanten, damit die gesunkenen Börsenpreise auch beim Verbraucher ankommen“, betonte Homann.

Ein Service von news aktuell

Highlights A-Z App/Mobil Text Land/Sprache

na•presseportal
Die Recherche-Plattform von news aktuell

suche

HOME **BRANCHEN** **MELDUNG EINSTELLEN** **JOURNALISTEN** **FEEDS** **INHALTE KOSTENLOS ABONNIEREN**
Alle Ressorts **Wirtschaft** Politik Sport Kultur Vermischtes Finanzen Polizei Bilddatenbank Video/Audio Footage**newsroom****RWE GENERATION SE**

05.02.2014 | 14:39

Gaskraftwerk Claus C in den Niederlanden wird ab 1. Juli konserviert

g+1

Essen (ots) - RWE Generation hat entschieden, das Gas- und Dampfturbinenkraftwerk Claus C im niederländischen Maasbracht vom 1. Juli an zu konservieren. Ab diesem Zeitpunkt steht die Anlage dem Strommarkt planmäßig nicht mehr zur Verfügung. Geringe Einsatzzeiten bei einem gleichzeitig sehr niedrigen Großhandelspreis lassen einen wirtschaftlichen Betrieb nicht mehr zu. Das ist auch eine Auswirkung der deutschen Energiewende, durch die viel Strom aus erneuerbaren Energien in das niederländische Stromnetz gedrängt wird. Die Maßnahme ist dem Netzbetreiber bereits angezeigt worden.

Das Kraftwerk Claus C gehört mit einem Wirkungsgrad von fast 60 Prozent zu den modernsten seiner Art. Es wurde 2012 in Betrieb genommen und verfügt über eine Kapazität von gut 1.300 Megawatt. Nachdem Block A (610 MW) bereits Anfang letzten Jahres konserviert worden ist, wird nach der aktuellen Entscheidung am Standort so lange kein Strom produziert, bis die energiepolitischen und wirtschaftlichen Bedingungen in Europa dies wieder ermöglichen. RWE erwartet, dass neben Kohlekraftwerken auch hoch effiziente Gaskraftwerke im künftigen europäischen Energiemix eine wichtige Rolle spielen werden. Für Claus C könnten sich auch wegen der günstigen Lage direkt an der belgischen Grenze mittelfristig neue Perspektiven bieten.

Über RWE Generation SE

RWE Generation SE ist seit 1. Januar 2013 die Erzeugungsgesellschaft im RWE Konzern. Im Unternehmen sind die Erzeugungseinheiten von RWE Power in Deutschland, RWE Essent in den Niederlanden und RWE npower in Großbritannien gebündelt. Das Unternehmen hat rund 17.000 Beschäftigte und eine Stromproduktionskapazität von über 40 Gigawatt.

Pressekontakt:

Lothar Lambertz
Presse RWE Power AG
+49 201 12 23984
E lothar.lambertz@rwe.com


Diese Meldungen könnten Sie auch interessieren: 1. Hamburger Energietage 2014 - Dachausbau: mehr Wohnraum, mehr Licht, weniger Energie / Innovative Dachgeschossfenster schützen gegen Kälte und Wärme Energie sparen mit alternativen Heizmethoden / Nachhaltig und umweltfreundlich bauen und modernisieren (FOTO) Immobilien-Umfrage: Energieeffizienz für Mieter und Käufer wieder wichtiger / LichtBlick sieht Trendumkehr (FOTO)

Weitere Meldungen aus:
Ressort Wirtschaft

Branche Energie

VORWEG GEHEN


DIESEN NEWSROOM

als RSS Feed
als Homepage Ticker
bookmarken 
Archiv

im newsroom

suchen

DIESE MELDUNG

Meldung versenden
Druckversion
PDF-Version
Tabellen- und Listendarstellung
Schriftgröße: 

WEBLINKS

Homepage

TAGS

Energie Unternehmen Gas Rohstoff

NEUESTE MELDUNGEN

14.01.14 12:57 RWE Generation verkauft Gaskraftwerk Duisburg-Huckingen an Hüttenwerke Krupp Mannesmann GmbH

08.10.13 10:33 RWE weist Spekulationen über vorzeitiges Aus für den Tagebau Garzweiler II zurück

02.01.13 16:01 RWE Generation: An international generation company to strengthen the RWE Group for the future (BILD)

02.01.13 15:42 RWE Generation: International aufgestellte Erzeugung stärkt Zukunftsfähigkeit des RWE Konzerns (BILD)

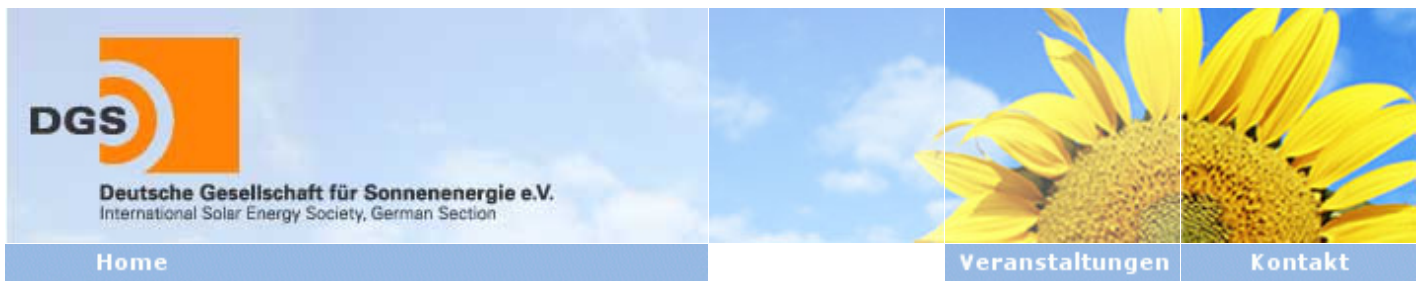
[news aktuell](#) ist ein Tochterunternehmen der [dpa](#)  | Presseportal: 5,6 Mio Visits im Januar Quelle: 

Die auf diesen Seiten veröffentlichten Inhalte sind PR-Material von Kunden der news aktuell GmbH. Inhaltlich verantwortlich ist der jeweilige Kunde von news aktuell. news aktuell übernimmt zudem keine Haftung für die Inhalte externer Links. Für den Inhalt der verlinkten Seiten sind ausschließlich deren Betreiber verantwortlich. Das hier veröffentlichte Material ist - ggfs. im Rahmen der jeweils genannten Nutzungsbedingungen - frei zur redaktionellen Verwendung sowie zur persönlichen Information des Nutzers. Eine darüber hinausgehende Speicherung, Veröffentlichung bzw. Weitergabe an Dritte im Rahmen gewerblicher Zwecke ist nur mit schriftlicher Genehmigung durch die news aktuell GmbH gestattet. Für den Fall, dass Sie die Inhalte der news aktuell GmbH im Rahmen eines eigenen redaktionellen Angebots im Original veröffentlichen möchten, bieten wir Ihnen an, [Content-Partner](#) zu werden.

Weitere Online-Angebote: [Zimpel](#) und [news aktuell blog](#)

Internationale Kooperationen: [news aktuell schweiz](#), [presseportal.ch](#), [ots.at](#), [PR Newswire](#)

[news aktuell GmbH](#) [Kontakt](#) [Impressum / Datenschutzerklärung](#) [Sitemap](#) [Mediadaten](#) [API](#)



Die DGS

Mitglied werden

Erneuerbare Energie

Die Sonne

Daten zur Sonne

Sonnenwärme

Sonnenstrom

Solare Mobilität

DGS aktiv

DGS-Datenbank Mitgliedsfirmen

Service

Mitgliederbereich

Presse

SONNENENERGIE - das offizielle Fachorgan der DGS

Impressum

unser Vereinsorgan:



Die Sonne

Die Sonne ist für unsere Erde mehr als eine Lichtquelle. Sie ist die Voraussetzung für Leben alles Leben auf unserem Planeten. Seit Jahrtausenden prägt sie deshalb unser gesellschaftliches Leben und den menschlichen Tagesablauf. Das Zentralgestirn unseres Planetensystems hat seit Menschengedenken als Sinnbild des Lebens auf unserem Planeten auch kulturell immer eine große Rolle gespielt.

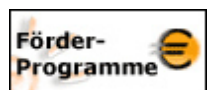
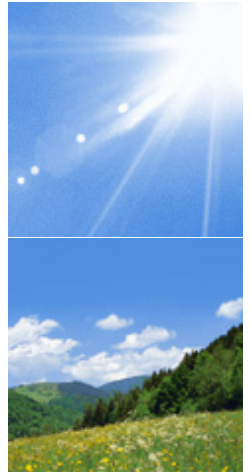
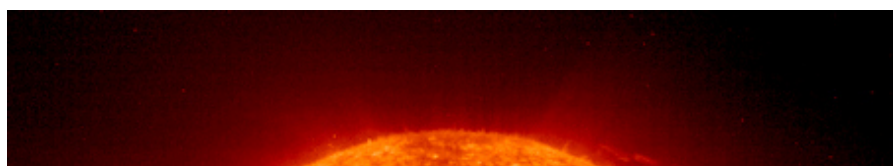


Der Stern

Die Sonne besitzt eine Masse, die 757 mal so schwer ist als die aller Planeten unseres bekannten Sonnensystems zusammen. Sie ist 328.899 mal so schwer wie unsere Erde. Ihr Durchmesser ist mit 1,4 Millionen Kilometer 109 mal so groß wie der unseres Heimatplaneten.

Kontinuierliche Fusionsprozesse von Wasserstoffatomen und Helium halten die Photosphäre Sonne auf einer Temperatur um 5.700°C. Bei diesen Kernfusionen werden in jeder Sekunde 650 Millionen Tonnen Wasserstoff in Helium umgewandelt. Trotzdem steht diese Energiequelle erst am Anfang. Schätzungen gehen davon aus, dass die Sonne seit ihrer Entstehung erst 3% ihres Wasserstoffvorrates verbraucht hat.

Publikationen:



Ausgleichsenergie

Mit dem Begriff Ausgleichsenergie wird die Umlage der Abrufkosten der Regelenenergie auf die verschiedenen Akteure im Stromnetz bezeichnet. Jeder Stromproduzent und jeder kommerzielle Stromabnehmer (z.B. Energieversorger oder Industrieunternehmen) muss die Strommenge prognostizieren, die von ihm am Folgetag ins Netz eingespeist (also verkauft) bzw. aus dem Netz entnommen (also verbraucht) wird, damit die Netzsicherheit in jeder Minute eines jeden Tages gewährleistet ist. Diese Prognosen, auch "Fahrpläne" oder „Profile" genannt, müssen einen Tag vor der Lieferung bzw. der Abnahme des Stroms von den Akteuren beim Übertragungsnetzbetreiber, der für die Stabilität des deutschen Stromnetzes verantwortlich ist, viertelstundengenau eingereicht werden.

Um das Folgende besser zu verstehen, hilft es nun, sich eine Waage vorzustellen. Nehmen wir an, ein Kraftwerk meldet für den Folgetag für die Viertelstunde von 14.00 Uhr bis 14.15 Uhr eine Einspeisung in Höhe von 50 MWh beim Übertragungsnetzbetreiber an – und hat diese Strommenge auch bereits an einen Abnehmer, z.B. über die Strombörse, verkauft. In diesem Moment ist unsere imaginäre Waage exakt ausgeglichen, da die Waagschalen für prognostizierte (verkaufte) und abgenommene (gekaufte) Strommenge exakt gleich "gefüllt" sind. Am nächsten Tag liefert das Kraftwerk in der betreffenden Viertelstunde (auch "Lieferviertelstunde" genannt) nicht die prognostizierten 50 MWh, sondern 49,5 MWh. Der Abnehmer hat hingegen tatsächlich die am Vortag angemeldeten (und gekauften) 50 MWh aus dem Stromnetz abgerufen. Die Waagschale des Stromproduzenten wird nun mit der tatsächlich eingespeisten Strommenge von 49,5 MWh "gefüllt" und die Waagschale des Stromabnehmers mit der abgenommenen Strommenge von 50 MWh. Die Waage befindet sich in diesem Moment also nicht mehr im vollkommenen Gleichgewicht, da eine Abweichung von 0,5 MWh vorliegt.

Um diese 0,5 MWh auszugleichen und die Waage ins vollkommene Gleichgewicht zu bringen, greift der Übertragungsnetzbetreiber in unserem stark vereinfachten Beispiel nun auf Regelenenergie zurück. So wird gewährleistet, dass das Stromnetz stabil bleibt. Rein bilanziell jedoch steht die Waage noch immer nicht im Gleichgewicht, da die fehlenden 0,5 MWh in unserem Beispiel ja von einem anderen Akteur eingespeist wurden als am Vortag angekündigt.

In diesem Fall stellt der Übertragungsnetzbetreiber dem Kraftwerk, das seine angekündigte Einspeisung nicht erreicht hat, die fehlenden 0,5 MWh als Ausgleichsenergie (von den Übertragungsnetzbetreibern auch "Profilservice" genannt) in Rechnung. Kurzum: Während die Regelenenergie das tatsächliche physische Gleichgewicht des Stromnetzes gewährleistet, sorgt die Ausgleichsenergie für das bilanzielle Gleichgewicht der "Waage" (oder betriebswirtschaftlich gesprochen des T-Kontos, energiewirtschaftlich gesprochen des Bilanzkreises) im Geschäft zwischen Stromproduzenten, Stromabnehmern und Übertragungsnetzbetreibern. Noch einfacher gesagt: Während die Regelenenergie den Stromfluss regelt, regelt die Ausgleichsenergie den Geldfluss.

Die Zahlung von Ausgleichsenergie wird nicht nur bei einer Unterproduktion (auch: Unterspeisung) wie im obigen Beispiel fällig, sondern auch bei einer Überproduktion (auch: Überspeisung). Die zuwenig bzw. zuviel eingespeisten Strommengen werden auch "Mindermengen" bzw. "Mehrungen" genannt. Zusätzlich zu den Stromproduzenten sind auch wie erwähnt die großen Stromabnehmer dafür verantwortlich, exakt die

Strommenge aus dem Netz zu entnehmen wie am Vortag angekündigt. Auch für sie wird bei einer Minder- bzw. Überentnahme (also eine Überspeisung bzw. eine Unterspeisung auf Abnehmerseite) die Zahlung von Ausgleichsenergie fällig. Rein theoretisch sind daher auch Stromendkunden zur Prognose ihrer Abnahme und somit zur Zahlung von Ausgleichsenergie verpflichtet, allerdings nimmt der Energieversorger den Stromendkunden diese Pflicht glücklicherweise vertraglich ab.

Die Berechnung von Ausgleichsenergie erfolgt energiewirtschaftlich gesprochen innerhalb von Bilanzkreisen. Dabei muss nicht jeder Produzent oder Abnehmer von Strom innerhalb eines eigenen Bilanzkreises geführt werden, denn besonders Betreiber von kleineren Anlagen schließen sich oft in einem Bilanzkreis zusammen und benennen den Bilanzkreisverantwortlichen, der schlussendlich für die angefallene Ausgleichsenergiemenge haftet.

Verschiedene Bilanzkreise innerhalb einer der vier deutschen Regelzonen können das Stromnetz gemeinsam stützen – diese wichtige Besonderheit haben wir in unserem obigen, stark vereinfachten Beispiel vorerst außer Acht gelassen. Wenn beispielsweise Bilanzkreis A in einer Lieferviertelstunde eine Überspeisung verursacht, kann diese durch eine Unterspeisung von Bilanzkreis B aufgefangen werden, ohne dass tatsächlich Regelenenergie benötigt wird. Diese muss erst einspringen, wenn der Saldo aller Bilanzkreise innerhalb einer Regelzone ("Regelzonensaldo") nicht ausgeglichen ist und das Stromnetz daher physisch eine kurzfristige Einspeisung von schnell verfügbarer Regelenenergie benötigt, um stabil zu bleiben. In dem so gut wie niemals eintretenden Fall, dass alle Bilanzkreise trotz Prognoseabweichungen verschiedener Bilanzkreise einen exakt ausgeglichenen Regelzonensaldo verursachen, wenn also jede Untereinspeisung eines Produzenten von einer Unterspeisung eines Abnehmers exakt ausgeglichen wird, wird keine Regelenenergie und somit keine Ausgleichsenergie fällig. Daher ist die Ausgleichsenergie auch nicht als eine Art Strafe der Übertragungsnetzbetreiber für abweichende Prognosen zu verstehen, sondern vielmehr als Preis der tatsächlich angefallenen Regelenenergie. Der Ausgleichsenergiepreis – "reBAP" ("regelzonenübergreifender einheitlicher Ausgleichsenergiepreis") genannt – ist daher auch nichts anderes als die Umlage der für Regelenenergie angefallenen Arbeitskosten auf die Verursacher der Regelenenergie. Dabei können interessanterweise Fehlprognosen von Stromproduzenten oder -abnehmern nicht nur zu reBAP-Kosten führen, sondern auch zu reBAP-Einnahmen. Wieder ein stark vereinfachtes Rechenbeispiel: Wenn 10 Stromabnehmer in einer Lieferviertelstunde je 1 MWh mehr aus dem Netz entnehmen als am Vortag angekündigt, gleichzeitig aber 4 Stromproduzenten je 1 MWh mehr einspeisen als am Vortag prognostiziert, ist nur eine Differenz von 6 MWh entstanden, die nun durch Anforderung von Regelenenergie physisch im Netz ausgeglichen wird. Jedoch wird allen 10 Stromabnehmer in unserem Beispiel je 1 MWh an reBAP in Rechnung gestellt, wovon die vier Stromproduzenten mit Überspeisung – also mit einer fehlerhaften Prognose, die aber zufällig das Stromnetz gestützt hat – je ein MWh an reBAP erhalten und die restlichen 6 MWh an reBAP dem Lieferanten der Regelenenergie ausgezahlt werden.

Weitere Informationen:

Blog-Beitrag zum Intraday-Handel zur Vermeidung von Ausgleichsenergiekosten

HOME
MEIN KRAFTWERK
IMPRESSUM

NEXT-POOL
BIOGAS
SOLAR
WIND
BHKW / KWK
WASSERKRAFT
INDUSTRIE
NOTSTROM
KRAFTWERKE

UNTERNEHMEN
NEUIGKEITEN
ENERGIE-BLOG
PROJEKTE
FLEXIBILITÄT IST DAS
ZAUBERWORT
INNERHALB VON SEKUNDEN
DEZENTRAL UND
UNABHÄNGIG
ENERGIEWENDE AN DER
STROMBÖRSE
PARTNER
JOBS
TERMINE

WISSEN
STROMMARKT
ENERGIEBÖRSE (EEX)
SPOTMARKT (EPEX SPOT)
DISPATCH & REDISPATCH
DIREKTVERMARKTUNG
MARKTPRÄMIE
MANAGEMENTPRÄMIE
FLEXIBILITÄTSPRÄMIE
EINSEISEMANAGEMENT
REGIONALE
DIREKTVERMARKTUNG
REGELENERGIE
MINUTENRESERVE
SEKUNDÄRRESERVE

KONTAKT

Next Kraftwerke GmbH
Lichtstr. 43g
50825 Köln

Telefon: +49 221/ 82 00 85 – 0
Telefax: +49 221/ 82 00 85 – 99

beratung@next-kraftwerke.de

[facebook](#)

[twitter](#)

[google plus](#)

[xing](#)

PRIMÄRRESERVE

AUSGLEICHSENERGIE

ABSCHALTVERORDNUNG

Ausbau und Ertüchtigung des Niederspannungsnetzes zur Aufnahme großer Mengen an Photovoltaik

- Deutschlandweit waren Ende 2011 Solarstromanlagen mit rund 24 Gigawatt Gesamtleistung installiert, davon rund 80 % in den Niederspannungsnetzen und rund 20 % in den Mittelspannungsnetzen.
- Für den weiteren Ausbau der Photovoltaik hin zu einem Anteil von 10 % an der Stromversorgung bestehen bis 2020 keine technischen oder zeitlichen Hindernisse.
- Die Mehrkosten fallen kaum ins Gewicht.
- Akzeptanzhürden wie beim Übertragungsnetz-Ausbau sind nicht zu erwarten.

Das Institut Fraunhofer IWES hat im Jahr 2011 im Auftrag des BSW-Solar eine Untersuchung angestellt, die die Integrationsfähigkeit großer Mengen Photovoltaik (PV) in die Niederspannungsnetze (NS-Netze) analysiert. Anhand von Modellnetzen wurde der kostenseitige Effekt von Optimierungsmaßnahmen geprüft, die den zusätzlichen Ausbaubedarf mindern können. Das Beratungsunternehmen Ecofys hat die Ergebnisse auf Gesamtdeutschland hochgerechnet und daraus abgeleitet, welcher Netzausbaubedarf in den Niederspannungsnetzen bis 2020 zur Integration von Photovoltaik tatsächlich erforderlich ist.

Wichtigste Ergebnisse:

- Ein Ausbauziel von ca. 70 Gigawatt installierter PV-Leistung im Jahr 2020, d.h. von ca. 55 GW im NS-Netz ist bei entschlossenem Handeln ohne netztechnische Probleme zu erreichen. Bestehenden Netzanschlusskapazitäten zur Integration zusätzlicher PV-Leistung in der Ausbauplanung können hierbei berücksichtigt werden. Dagegen führen Prognosen, die zusätzliche PV-Leistung mit zusätzlicher Netzkapazität gleichsetzen, unweigerlich zu überhöhten Kostenschätzungen.
- Das 1,1 Mio. kilometerlange NS-Netz wird mit ca. 1 Mrd. Euro pro Jahr routinemäßig ertüchtigt, unabhängig vom PV-bedingten Ausbaubedarf.
- Durch bestehende und absehbare effiziente Optimierungsmaßnahmen beläuft sich der für PV erforderliche Anpassungsbedarf der NS-Netze auf ca. 1,1 Mrd. Euro bis zum Jahr 2020. Dies entspricht rechnerisch ca. **10% der konventionellen, routinemäßigen Erneuerung und Ertüchtigung**. Der tatsächlich durch PV bedingte Netzausbau liegt niedriger, da durch den konventionellen Netzausbau ebenfalls Kapazitäten für einen zusätzlichen PV-Ausbau geschaffen werden. Diese Synergien sind derzeit noch nicht zu quantifizieren.
- Die Netzentgelte steigen bei optimiertem Ausbau bis 2020 PV-bedingt um lediglich 0,4% an. Für einen Durchschnittshaushalt entstehen Mehrkosten in Höhe von 11 Cent monatlich.

Nach Erkenntnissen des Forums Netzintegration der Deutschen Umwelthilfe sind für den Ausbau der NS-Netze keine Akzeptanzprobleme zu erwarten, da diese größtenteils unterirdisch verlegt werden und ohne vergleichbar großen Eingriff in Landschaften, Siedlungsräume oder Naturschutzgebiete erfolgen wie der Ausbau der Höchstspannungsnetze. Aus der zurückliegenden Arbeit des gesellschaftsübergreifenden Forums ist darüber hinaus keine einzige Bürgerinitiative bekannt, die Widerstand gegen den Ausbau von NS-Netzen in Deutschland eingelegt hätte.¹

¹ Quelle: Leiter des Forums Netzintegration der DUH, Dr. Peter Ahmels

Hintergrund:

Im Nationalen Aktionsplan der Bundesrepublik ist der Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland politisch beschrieben. Darin wird bei der Photovoltaik für das Jahr 2020 eine installierte Leistung von rund 52 Gigawatt geschätzt, um die verpflichtenden Ziele zur Nutzung erneuerbarer Energien zu erreichen². Das „dynamische Szenario“ der Solarwirtschaft nimmt für das Jahr 2020 eine installierte Leistung von rund 70 Gigawatt an³.

Deutschlandweit waren Ende 2011 PV-Anlagen mit einer Gesamtleistung von rund 24 Gigawatt installiert; davon befindet sich ca. 80 % der installierten Leistung in den Niederspannungsnetzen, 20 % in Mittelspannungsnetzen. Daher sind die Auswirkungen von hohen Anteilen PV-Strom auf die Niederspannungsnetze in der Verteilnetzebene besonders zu betrachten und zukünftige Anpassungsbedarfe abzuschätzen. Aktuelle Berechnungen des Beratungsunternehmens Ecofys⁴ gehen von relativ geringen Aufwendungen für den PV-bedingten Netzausbau aus.

Situation der allermeisten Bereiche im Niederspannungsnetz unkritisch

In der Tat wird in einzelnen Niederspannungsnetzen, darunter vor allem in den dünnbesiedelten und süddeutschen Bereichen, ein Netzausbau aufgrund hoher angeschlossener PV-Leistung notwendig sein. Ca. 10 % der rund 900 Netzbetreiber in Deutschland verzeichnen einen hohen Anteil von PV-Leistung, d.h. es ist insgesamt mehr PV-Leistung installiert als die Höhe der durchschnittlichen Last. In den allermeisten Niederspannungsnetzen ist die Aufnahmekapazität für PV-Strom heute aber noch lange nicht erreicht. Niederspannungsnetze in dichter besiedelten Gebieten haben in vielen Fällen eine für zukünftige PV-Anlagen ausreichende Aufnahmefähigkeit, da die vorhandene Kapazität des Netzes die mögliche installierbare PV-Leistung übersteigt. Basis für diese Erkenntnis bilden u.a. die Ergebnisse der Vorstudie zur „Integration großer Anteile Photovoltaik in die elektrische Energieversorgung“ des Fraunhofer IWES⁵.

Einfluss von PV-Anlagen auf die Netze muss berücksichtigt werden

Die Aufwendungen für die konventionelle Erhaltung und Erneuerung des 1,1 Mio. kilometerlangen deutschen Niederspannungsnetzes belaufen sich auf ca. 1 Milliarde Euro jährlich⁶. Die konventionelle Auslegung von Niederspannungsnetzen in Verbindung mit dem Lastgang ermöglicht eine teilweise Integration von Einspeiseleistung. Niederspannungsnetze können daher eine gewisse Kapazität von PV-Leistung aufnehmen, bevor sie ausgebaut werden müssen. Dieser Umstand wurde z.B. in der „E-Bridge Studie“ der Übertragungsnetzbetreiber nicht

² Nationaler Aktionsplan für Erneuerbare Energie gemäß der Richtlinie 2009/28/EG zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (Bundesrepublik Deutschland 8/2010); Tabelle 10b: installierte Kapazität Photovoltaik in 2020 - 51,7 GW; Bruttostromproduktion Photovoltaik in 2020 - 41,3 TWh

³ Wegweiser Solarwirtschaft: PV-Roadmap 2020 (Roland Berger & prognos 11/2010)

⁴ Abschätzung der Kosten für die Integration großer Mengen an Photovoltaik in die Niederspannungsnetze und Bewertung von Optimierungspotentialen (ECOFYS 12/2011)

⁵ Vorstudie zur Integration großer Anteile Photovoltaik in die elektrische Energieversorgung (Fraunhofer IWES 11/2011)

⁶ Monitoringbericht 2011. (Bundesnetzagentur 11/2011), online verfügbar unter http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/BNetzA/Presse/Berichte/2011/MonitoringBericht2011.pdf?__blob=publicationFile.

berücksichtigt⁷. Das vom BSW-Solar beauftragte Beratungsunternehmen Ecofys hat Abschätzungen über zu erwartende Aufwendungen durchgeführt und den Einfluss verschiedener Faktoren bewertet.

PV-bedingter Netzausbau um Größenordnungen kleiner als vermutet

Durch PV-Anlagen bereitgestellte Systemdienstleistungen (z.B. Spannungshaltung durch Blindleistungskompensation) führen zu einer Stabilisierung und einer Erhöhung der Aufnahmekapazität der Niederspannungsnetze. Sie bilden damit die notwendigen Eigenschaften konventioneller Kraftwerke ab, wie sie z.B. bisher durch Kernkraftwerke zur Verfügung gestellt wurden. Diese Eigenschaften von PV-Anlagen der aktuellen Generation reduzieren die **Netzausbau-Aufwendungen um ca. 60 %**. Eine Reduzierung in gleicher Größenordnung ist auch durch den Einsatz von regelbaren Ortsnetztransformatoren zu erreichen. Unter Berücksichtigung dieser Randbedingungen kommen die Abschätzungen von Ecofys für das 70-GW-Ausbauszenario des BSW-Solar auf einen Ausbaubedarf in Höhe von 1,1 Mrd. Euro bis zum Jahr 2020. Dort, wo der konventionelle Netzausbau aufgrund von Erhalt und Erneuerung ohnehin ansteht, sind darüber hinaus Synergien möglich. Folglich ist der rein PV-bedingte Netzausbau bis 2020 nur ein Teil dieser Summe.

Die Netzentgelte für Niederspannungskunden steigen bei Anwendung der genannten Optimierungsmaßnahmen bis zum Jahr 2020 um 0,4% an. Für einen durchschnittlichen Haushalt liegen die Mehrkosten somit bei 11 Cent pro Monat.

März 2012

Bundesverband Solarwirtschaft e.V.
Quartier 207 / Friedrichstraße 78
10117 Berlin

Kontakt:

Jörg Mayer, Geschäftsführer (030-2977788-51, mayer@bsw-solar.de)
Rainer Brohm, Bereichsleiter Politik (030-2977788-34, brohm@bsw-solar.de)

⁷ BDEW Verteilnetzstudie 2011: Abschätzung des Ausbaubedarfs in deutschen Verteilungsnetzen aufgrund von Photovoltaik- und Windeinspeisungen bis 2020

CLIMATE CHANGE

15/2013

Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger

Bestimmung der vermiedenen Emissionen im Jahr 2012

**Emissionsbilanz erneuerbarer
Energieträger
Bestimmung der vermiedenen
Emissionen im Jahr 2012**

von

**Michael Memmler
Katja Merkel
Jeannette Pabst
Stefan Rother
Sven Schneider
Marion Dreher**

Umweltbundesamt

UMWELTBUNDESAMT

Diese Publikation ist ausschließlich als Download unter
<https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/emissionsbilanz-erneuerbarer-energetraeger-0>
verfügbar.

ISSN 1862-4359

Herausgeber: Umweltbundesamt
Wörlitzer Platz 1
06844 Dessau-Roßlau
Tel.: 0340/2103-0
Telefax: 0340/2103 2285
E-Mail: info@umweltbundesamt.de
Internet: <http://www.umweltbundesamt.de>
<http://fuer-mensch-und-umwelt.de/>

Redaktion: Fachgebiet I 2.5 Energieversorgung und -daten
Michael Memmler, Marion Dreher

Dessau-Roßlau, Oktober 2013

Vorbemerkung

Dieser Bericht entstand im Rahmen der Arbeiten der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien -Statistik (AGEE-Stat) als Beitrag des Umweltbundesamtes.

Eine elektronische Fassung dieses Berichts einschließlich der Anhänge zur Emissionsbilanzierung im Strom- und Wärmesektor werden in der Endfassung auf der Internetseite des Umweltbundesamtes bereitgestellt: <http://www.umweltbundesamt.de/>

Die Emissionsbilanzierung wurde nach derzeitigem Stand des Wissens durchgeführt. Eine Anpassung an neue Erkenntnisse ist in regelmäßigen Abständen geplant. Sachgerechte Kritik und methodische Anmerkungen sind daher ausdrücklich erwünscht.

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis.....	5
Abbildungsverzeichnis.....	7
Tabellenverzeichnis.....	8
Glossar.....	14
Abkürzungen.....	19
1 Zusammenfassung.....	20
2 Executive Summary.....	22
3 Einleitung.....	24
4 Methodik und Datengrundlagen.....	27
4.1 Generelle Vorgehensweise.....	27
4.1.1 Methodik der Emissionsbilanzierung.....	27
4.1.2 Berücksichtigung von Landnutzungsänderungen bei biogenen Energieträgern.....	28
4.2 Datenquellen.....	30
4.2.1 AGEE-Stat.....	30
4.2.2 Nationales Emissionsinventar (ZSE).....	30
4.2.3 FhISI-Gutachten „CO ₂ -Minderung im Stromsektor durch den Einsatz erneuerbarer Energien“.....	31
4.2.4 RWI/forsa-Erhebungen des Energieverbrauch der privaten Haushalte.....	32
4.2.5 Ökobilanzdatenbanken.....	32
4.2.6 IFEU Gutachten „Erweiterung der THG-Bilanz ausgewählter Biokraftstoffpfade“.....	34
4.2.7 Evaluationsbericht gem. Biokraft-NachV / BioSt-NachV der Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung.....	34
5 Emissionsbilanzen der einzelnen erneuerbaren Energieträger.....	36
5.1 Strom.....	36
5.1.1 Photovoltaik.....	36
5.1.2 Windenergie an Land (Onshore).....	39
5.1.3 Windenergie auf See (Offshore).....	43
5.1.4 Wasserkraft.....	45
5.1.5 Geothermische Stromerzeugung.....	48
5.1.6 Stromerzeugung aus fester Biomasse.....	52
5.1.7 Stromerzeugung aus Biogas und Biomethan.....	56
5.1.8 Stromerzeugung aus flüssiger Biomasse (Pflanzenöle).....	63
5.1.9 Stromerzeugung aus Klärgas.....	66

5.1.10	Stromerzeugung aus Deponiegas.....	70
5.1.11	Stromerzeugung aus dem biogenen Anteil des Siedlungsabfalls	72
5.2	Wärme	77
5.2.1	Wärmebereitstellung aus fester Biomasse (Haushalte).....	77
5.2.2	Wärmebereitstellung aus fester Biomasse in der Industrie	82
5.2.3	Wärmebereitstellung aus fester Biomasse in Heiz(kraft)werken.....	86
5.2.4	Wärmebereitstellung aus flüssiger Biomasse	89
5.2.5	Wärmebereitstellung aus gasförmiger Biomasse (Biogas, Biomethan, Klärgas, Deponiegas).....	94
5.2.6	Wärmebereitstellung aus dem biogenen Anteil im Siedlungsabfall.....	100
5.2.7	Wärmebereitstellung aus Solarthermie.....	104
5.2.8	Wärmebereitstellung aus oberflächennaher Geothermie und Umweltwärme (Wärmepumpen).....	107
5.2.9	Wärmebereitstellung aus Tiefengeothermie	110
5.3	Verkehr	114
5.3.1	Biodiesel.....	114
5.3.2	Bioethanol	117
5.3.3	Pflanzenöl.....	120
5.3.4	Biomethan	123
6	Ergebnisse der Emissionsbilanzierung erneuerbarer Energien	127
6.1	Unsicherheiten und Forschungsbedarf.....	130
7	Literaturverzeichnis	132

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1	Masse-und energiebezogener Substrateinsatz bei Biogasanlagen zur Vorort-Verstromung	59
Abbildung 2:	Beiträge der einzelnen EE Technologien zur Treibhausgasvermeidung	127
Abbildung 3:	Struktur der vermiedenen Treibhausgas-Emissionen durch die Nutzung erneuerbarer Energien im Jahr 2012.....	129

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Nationale Ziele der Bundesregierung zum Ausbau der erneuerbaren Energien	24
Tabelle 2:	Stromerzeugung aus Photovoltaik	36
Tabelle 3:	Substitutionsfaktoren der Stromerzeugung aus Photovoltaik	37
Tabelle 4:	Emissionsfaktoren der Stromerzeugung aus Photovoltaik.....	38
Tabelle 5:	Emissionsfaktoren der Stromerzeugung aus fossilen Energien	38
Tabelle 6:	Emissionsbilanz der Stromerzeugung aus Photovoltaik.....	39
Tabelle 7:	Stromerzeugung aus Windenergie an Land (Onshore).....	40
Tabelle 8:	Substitutionsfaktoren der Stromerzeugung aus Windenergie onshore	41
Tabelle 9:	Eingangsparameter der betrachteten Referenz-Windkraftanlagen	41
Tabelle 10:	Emissionsfaktoren der Stromerzeugung aus Windenergie an Land (Onshore).....	42
Tabelle 11:	Emissionsfaktoren für die Stromerzeugung aus fossilen Energien	42
Tabelle 12:	Emissionsbilanz der Stromerzeugung aus Windenergie onshore	42
Tabelle 13:	Stromerzeugung aus Windenergie auf See (Offshore)	43
Tabelle 14:	Substitutionsfaktoren der Stromerzeugung aus Windenergie offshore	44
Tabelle 15:	Emissionsfaktoren der Stromerzeugung aus Windenergie auf See (Offshore).....	44
Tabelle 16:	Emissionsfaktoren der Stromerzeugung aus fossilen Energien	45
Tabelle 17:	Emissionsbilanz der Stromerzeugung aus Windenergie offshore	45
Tabelle 18:	Stromerzeugung aus Wasserkraft	46
Tabelle 19:	Substitutionsfaktoren der Stromerzeugung aus Wasserkraft	47
Tabelle 20:	Emissionsfaktoren der Stromerzeugung aus Wasserkraft.....	47
Tabelle 21:	Emissionsfaktoren der Stromerzeugung aus fossilen Energien	47
Tabelle 22:	Emissionsbilanz der Stromerzeugung aus Wasserkraft.....	48
Tabelle 23:	Stromerzeugung aus Geothermie	49
Tabelle 24:	Substitutionsfaktoren der geothermischen Stromerzeugung.....	50
Tabelle 25:	Basisannahmen des verwendeten Ökobilanz-Datensatzes für die geothermische Stromerzeugung.....	50

Tabelle 26:	Emissionsfaktoren der geothermischen Stromerzeugung	51
Tabelle 27:	Emissionsfaktoren für die Stromerzeugung aus fossilen Energien	51
Tabelle 28:	Emissionsbilanz der geothermischen Stromerzeugung	52
Tabelle 29:	Stromerzeugung aus fester Biomasse	53
Tabelle 30:	Substitutionsfaktoren der Stromerzeugung aus fester Biomasse	53
Tabelle 31:	Basisannahmen der Referenzfälle für die Stromerzeugung aus fester Biomasse und geschätzter Anteil der Referenzfälle am Erzeugungsmix	54
Tabelle 32:	Emissionsfaktoren der Stromerzeugung aus fester Biomasse.....	55
Tabelle 33:	Emissionsfaktoren der Stromerzeugung aus fossilen Energien	55
Tabelle 34:	Emissionsbilanz der Stromerzeugung aus fester Biomasse.....	56
Tabelle 35:	Stromerzeugung aus Biogas und Biomethan	57
Tabelle 36:	Substitutionsfaktoren der Stromerzeugung aus Biogas und Biomethan.....	58
Tabelle 37:	Basisannahmen der verwendeten Ökobilanz-Datensätze für die Stromerzeugung aus Biogas	60
Tabelle 38:	Emissionsfaktoren der Stromerzeugung aus Biogas	61
Tabelle 39:	Emissionsfaktoren der Stromerzeugung aus fossilen Energien	61
Tabelle 40:	Emissionsbilanz der Stromerzeugung aus Biogas und Biomethan.....	62
Tabelle 41:	Stromerzeugung aus flüssiger Biomasse	63
Tabelle 42:	Substitutionsfaktoren der Stromerzeugung aus flüssiger Biomasse	64
Tabelle 43:	Basisannahmen der verwendeten Ökobilanz-Datensätze für die Stromerzeugung aus Pflanzenöl	65
Tabelle 44:	Emissionsfaktoren der Stromerzeugung aus Pflanzenöl.....	65
Tabelle 45:	Emissionsfaktoren der Stromerzeugung aus fossilen Energien	66
Tabelle 46:	Emissionsbilanz der Stromerzeugung aus flüssiger Biomasse.....	66
Tabelle 47:	Stromerzeugung aus Klärgas.....	67
Tabelle 48:	Substitutionsfaktoren der Stromerzeugung aus Klärgas.....	68
Tabelle 49:	Emissionsfaktoren der Stromerzeugung aus Klärgas	68
Tabelle 50:	Emissionsfaktoren der Stromerzeugung aus fossilen Energien	69
Tabelle 51:	Emissionsbilanz der Stromerzeugung aus Klärgas.....	69

Tabelle 52:	Stromerzeugung aus Deponiegas.....	70
Tabelle 53:	Substitutionsfaktoren der Stromerzeugung aus Deponiegas.....	71
Tabelle 54:	Emissionsfaktoren der Stromerzeugung aus Deponiegas	71
Tabelle 55:	Emissionsfaktoren der Stromerzeugung aus fossilen Energien	71
Tabelle 56:	Emissionsbilanz der Stromerzeugung aus Deponiegas	72
Tabelle 57:	Begriffsdefinitionen in der EU-Verordnung über die Energienstatistik (VO EG/1099/2008) (Ausschnitt).....	73
Tabelle 58:	Stromerzeugung aus dem biogenen Anteil des Siedlungsabfalls	74
Tabelle 59:	Substitutionsfaktoren der Stromerzeugung aus dem biogenen Anteil des Siedlungsabfalls	74
Tabelle 60:	Emissionsfaktoren der Stromerzeugung aus dem biogenen Anteil des Siedlungsabfalls.....	75
Tabelle 61:	Emissionsfaktoren der Stromerzeugung aus fossilen Energien	75
Tabelle 62:	Emissionsbilanz der Stromerzeugung aus dem biogenen Anteil des Abfalls.....	76
Tabelle 63:	Wärmebereitstellung aus fester Biomasse in privaten Haushalten	77
Tabelle 64:	Substitutionsfaktoren der Wärmebereitstellung aus fester Biomasse in privaten Haushalten.....	78
Tabelle 65:	Emissionsfaktoren der Wärmebereitstellung aus fester Biomasse in privaten Haushalten.....	79
Tabelle 66:	Emissionsfaktoren der Wärmebereitstellung aus fossilen Energieträgern in privaten Haushalten	79
Tabelle 67:	Emissionsbilanz der Wärmebereitstellung aus fester Biomasse in Einzelfeuerungen	81
Tabelle 68:	Emissionsbilanz der Wärmebereitstellung aus fester Biomasse in Zentralfeuerungen	81
Tabelle 69:	Emissionsbilanz der Wärmebereitstellung aus fester Biomasse in Pelletfeuerungen	81
Tabelle 70:	Wärmebereitstellung (Endenergie) aus fester Biomasse in der Industrie	82
Tabelle 71:	Substitutionsfaktoren der Wärmebereitstellung aus fester Biomasse in der Industrie.....	83
Tabelle 72:	Basisannahmen der Referenzfälle für die Wärmebereitstellung aus fester Biomasse und geschätzter Anteil der Referenzfälle am Endenergiemix	84
Tabelle 73:	Emissionsfaktoren der Wärmebereitstellung aus fester Biomasse	84

Tabelle 74:	Emissionsfaktoren für die Wärmebereitstellung aus fossilen Energien	84
Tabelle 75:	Emissionsbilanz der Wärmebereitstellung aus fester Biomasse in der Industrie.....	85
Tabelle 76:	Wärmebereitstellung aus fester Biomasse in Heiz(kraft)werken der allgemeinen Versorgung.....	86
Tabelle 77:	Substitutionsfaktoren der Wärmebereitstellung aus fester Biomasse in Heiz(kraft)werken der Allgemeinen Versorgung	87
Tabelle 78:	Basisannahmen der Referenzfälle für die Wärmebereitstellung aus fester Biomasse	88
Tabelle 79:	Emissionsfaktoren der Wärmebereitstellung aus fester Biomasse in Heiz(kraft)werken der Allgemeinen Versorgung	88
Tabelle 80:	Emissionsfaktoren der Wärmebereitstellung fossil erzeugter Fernwärme	88
Tabelle 81:	Fossiler Brennstoffmix für die Erzeugung von Fernwärme	88
Tabelle 82:	Emissionsbilanz der Wärmebereitstellung aus fester Biomasse in Heiz(kraft)werken der Allgemeinen Versorgung	89
Tabelle 83:	Wärmebereitstellung aus flüssiger Biomasse	90
Tabelle 84:	Substitutionsfaktoren der Wärmebereitstellung aus flüssiger Biomasse	91
Tabelle 85:	Basisannahmen der verwendeten Ökobilanz-Datensätze	92
Tabelle 86:	Emissionsfaktoren der Wärmebereitstellung aus Pflanzenöl	92
Tabelle 87:	Emissionsfaktoren der Wärmebereitstellung aus fossilen Energieträgern.....	92
Tabelle 88:	Emissionsbilanz der Wärmebereitstellung aus flüssiger Biomasse (Pflanzenöl)	93
Tabelle 89:	Emissionsbilanz der Wärmebereitstellung aus flüssiger Biomasse (Industrie).....	94
Tabelle 90:	Wärmebereitstellung aus gasförmiger Biomasse.....	95
Tabelle 91:	Substitutionsfaktoren der Wärmebereitstellung aus gasförmiger Biomasse.....	96
Tabelle 92:	Basisannahmen der verwendeten Ökobilanz-Datensätze für die Wärmebereitstellung aus Biogas.....	97
Tabelle 93:	Emissionsfaktoren der Wärmebereitstellung aus gasförmiger Biomasse	97
Tabelle 94:	Emissionsfaktoren der Wärmebereitstellung aus fossilen Energieträgern in der Landwirtschaft	98
Tabelle 95:	Emissionsbilanz der Wärmebereitstellung aus Biogas und Biomethan.....	99
Tabelle 96:	Emissionsbilanz der Wärmebereitstellung aus Klärgas	99
Tabelle 97:	Emissionsbilanz der Wärmebereitstellung aus Deponiegas	99

Tabelle 98:	Wärmebereitstellung aus dem biogenen Anteil des Siedlungsabfalls	101
Tabelle 99:	Substitutionsfaktoren der Wärmebereitstellung aus dem biogenen Anteil des Siedlungsabfalls	101
Tabelle 100:	Emissionsfaktoren der Wärmebereitstellung aus dem biogenen Anteil des Siedlungsabfalls	101
Tabelle 101:	Emissionsfaktoren der Wärmebereitstellung fossil erzeugter Fernwärme	103
Tabelle 102:	Fossiler Brennstoffmix für die Erzeugung von Fernwärme	103
Tabelle 103:	Emissionsbilanz der Wärmebereitstellung aus dem biogenen Anteil des Siedlungsabfalls	103
Tabelle 104:	Wärmebereitstellung aus Solarthermie	105
Tabelle 105:	Substitutionsfaktoren der Wärmebereitstellung aus Solarthermie.....	105
Tabelle 106:	Emissionsfaktoren der Solarthermie	105
Tabelle 107:	Emissionsfaktoren der Wärmebereitstellung aus fossilen Energieträgern in privaten Haushalten	106
Tabelle 108:	Emissionsbilanz der Wärmebereitstellung aus Solarthermie	106
Tabelle 109:	Wärmebereitstellung aus oberflächennaher Geothermie und Umweltwärme (Wärmepumpen)	108
Tabelle 110:	Substitutionsfaktoren der Wärmebereitstellung aus oberflächennaher Geothermie (Wärmepumpen)	108
Tabelle 111:	Emissionsfaktoren der Wärmebereitstellung aus oberflächennaher Geothermie und Umweltwärme (Wärmepumpen)	108
Tabelle 112:	Emissionsfaktoren der Wärmebereitstellung aus fossilen Energieträgern in privaten Haushalten	109
Tabelle 113:	Emissionsbilanz der Wärmebereitstellung aus oberflächennaher Geothermie und Umweltwärme (Wärmepumpen)	109
Tabelle 114:	Wärmebereitstellung aus Tiefengeothermie	110
Tabelle 115:	Substitutionsfaktoren der Wärmebereitstellung aus Tiefengeothermie	111
Tabelle 116:	Basisannahmen des verwendeten Ökobilanz-Datensatzes für die Wärmebereitstellung aus Tiefengeothermie	111
Tabelle 117:	Emissionsfaktoren der Wärmebereitstellung aus Tiefengeothermie	111
Tabelle 118:	Emissionsfaktoren der Wärmebereitstellung fossil erzeugter Fernwärme	112
Tabelle 119:	Fossiler Brennstoffmix für die Erzeugung von Fernwärme	112

Tabelle 120:	Emissionsbilanz der Wärmebereitstellung aus Tiefengeothermie	112
Tabelle 121:	Verbrauch von Biodiesel	114
Tabelle 122:	Anteil einzelner Rohstoffstoffe an der gesamten Biodieselerwendung.....	115
Tabelle 123:	Emissionsfaktoren für Biodiesel-Bereitstellung (Vorkette)	115
Tabelle 124:	Emissionsfaktoren für mineralischen Diesel-Bereitstellung (Vorkette), CO ₂ +THP inkl. direkte Emissionen.....	116
Tabelle 125:	Emissionsbilanz des Einsatzes von Biodiesel.....	117
Tabelle 126:	Verbrauch von Bioethanol	117
Tabelle 127:	Anteil einzelner Rohstoffstoffe an der gesamten Bioethanolverwendung	118
Tabelle 128:	Emissionsfaktoren für Bioethanol (Vorkette)	119
Tabelle 129:	Emissionsfaktoren für Ottokraftstoff -Bereitstellung (Vorkette), CO ₂ +THP inkl. direkte Emissionen.....	119
Tabelle 130:	Emissionsbilanz des Einsatzes von Bioethanol	120
Tabelle 131:	Verbrauch von Pflanzenöl.....	121
Tabelle 132:	Anteil einzelner Rohstoffe an der Pflanzenölverwendung	121
Tabelle 133:	Emissionsfaktoren von Pflanzenöl (Vorkette)	122
Tabelle 134:	Emissionsfaktoren für mineralischen Diesel Bereitstellung (Vorkette), CO ₂ +THP inkl. direkte Emissionen	122
Tabelle 135:	Emissionsbilanz des Einsatzes von Pflanzenöl.....	123
Tabelle 136:	Verbrauch von Biomethan.....	124
Tabelle 137:	Anteil einzelner Rohstoffe an der Biomethanverwendung	124
Tabelle 138:	Emissionsfaktoren für Biomethan.....	125
Tabelle 139:	Emissionsfaktoren für Erdgas	125
Tabelle 140:	Emissionsbilanz des Einsatzes von Biomethan	126
Tabelle 141:	Emissionsbilanz erneuerbarer Strom-, Wärme-und Kraftstoffbereitstellung 2012	129

Glossar

Das Glossar beschreibt wesentliche Begrifflichkeiten die im Rahmen dieses Berichts Verwendung finden.

Aktivitätsrate (AR)

Die pro Kalenderjahr eingesetzte Menge eines Stoffes, welche zu Emissionen führt, wird als Aktivitätsrate bezeichnet.

Allokation

Allokation bezeichnet die Aufteilung von Kenngrößen (z.B. Energiebedarf, Emissionen, Kosten) eines Prozesses auf mehrere von ihm bereitgestellte Haupt- und Nebenprodukte nach einer bestimmten Regel.

siehe auch → finnische Allokation

CH₄

Methan (CH₄) ist ein ungiftiges, farb- und geruchloses Gas. Nach Kohlendioxid (→CO₂) ist es das bedeutendste von Menschen freigesetzte → Treibhausgas. Nach Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) (IPCC, 1996) ist es im Zeitraum von 100 Jahren ca. 21-mal stärker klimawirksam als CO₂, allerdings kommt es in deutlich kleineren Mengen in der Atmosphäre vor.

CO₂

Kohlendioxid (CO₂) ist ein farb- und geruchloses Gas, das natürlicher Bestandteil der Atmosphäre ist. Als unerwünschtes Nebenprodukt der Energieumwandlung entsteht Kohlendioxid vor allem bei der vollständigen Verbrennung kohlenstoffhaltiger Brennstoffe. Kohlendioxid ist das wichtigste unter den klimarelevanten atmosphärischen Spurengasen.

siehe auch → Treibhausgase, → CH₄, → N₂O

CO₂-Äquivalent

Einheit für die vergleichbare Angabe bzw. Aufsummierung von Klimagasmengen mit unterschiedlichem Treibhausgaspotential. Bemessungsgrundlage, um den Beitrag anderer Treibhausgase in Bezug zum Erwärmungspotenzial (englisch: global warming potential; GWP) von CO₂ zu setzen.

siehe auch → Treibhausgaspotential, → CH₄, → N₂O

Direkte Emissionen

Direkte Emissionen beschreiben diejenigen → Emissionen, die direkt mit dem Anlagenbetrieb verbunden sind, z.B. bei der Verbrennung von fossilen Energieträgern oder Biomasse in einer Feuerungsanlage (betrachtet werden nur verbrennungsbedingte Emissionen). Synonym wird auch der Begriff Emissionen → ohne Vorketten gebraucht.

Siehe auch: → indirekte Emissionen

Ecoinvent

Umfangreiche Online-Datenbank des Swiss Centre for Life Cycle Inventories.

Emissionen

Freisetzung von Treibhausgasen und anderen Luftschadstoffen in die Atmosphäre. In der Regel als Emissionsfrachten über einem bestimmten Gebiet und in einem bestimmten Zeitraum angegeben.

siehe auch: → direkte ~, → indirekte ~, → Gesamt~, → mit Vorketten, → ohne Vorketten

Emissionsfaktor (EF)

Der Emissionsfaktor entspricht dem Quotient aus der Masse eines emittierten Stoffes und der eingesetzten Masse eines Ausgangsstoffes. Neben dieser traditionell inputbezogenen Betrachtung (z. B. g/kWh Endenergie) kann der Emissionsfaktor aber auch auf den Produktausstoß bezogen werden (g/kWh_{el}). Emissionsfaktoren sind zudem immer prozess- und anlagenspezifisch.

Endenergieverbrauch (EEV)

Der Endenergieverbrauch ist die Summe der vom Verbraucher eingesetzten Primär- und Sekundärenergieträger zur unmittelbaren Erzeugung von Nutzenergie nach Abzug von Umwandlungs- und Verteilungsverlusten.

Energieträger

Als Energieträger werden alle Quellen bzw. Stoffe bezeichnet, in denen Energie mechanisch, thermisch, chemisch oder physikalisch gespeichert ist. Des Weiteren ist zu unterscheiden zwischen → Primärenergie und → Sekundärenergieträger.

Erneuerbare Energien

Erneuerbare Energien sind Ressourcen, deren Vorräte nicht durch Lagerstätten begrenzt sind, sondern ständig nachgeliefert bzw. neu gebildet werden. Zu ihnen gehören Wasserkraft einschließlich der Wellen-, Gezeiten-, Salzgradienten- und Strömungsenergie, Windenergie, solare Strahlungsenergie, Geothermie, Energie aus Biomasse einschließlich Biogas, Deponiegas und Klärgas sowie der biologisch abbaubare Anteil von Abfällen aus Haushalten und Industrie (vgl. Erneuerbare-Energien-Gesetz, EEG §3 Nr. 3).

Finnische Allokation

Mit diesem Verfahren werden Brennstoffeinsätze und resultierende Emissionen von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen auf die Einzelprodukte Strom und Wärme aufgeteilt. Die gegenüber einer getrennten Strom- und Wärmerzeugung erzielte Einsparung an → Primärenergie wird hierbei zu gleichen Teilen den produzierten Einheiten Strom und Wärme zugerechnet. Zu diesem Zweck hat die Europäische Kommission einheitliche Wirkungsgrad-Referenzwerte für die getrennte Strom- und Wärmeerzeugung festgelegt (Entscheidung *K(2006) 6817*, Amtsblatt der Europäischen Union L 32/183ff., 06.02.2007).

siehe auch → Allokation

Gesamtemissionen

Die Gesamtemissionen einzelner Energiebereitstellungsketten ergeben sich aus der Summe der → direkten und → indirekten Emissionen inklusive der → Vorketten. Synonym wird der Begriff Emissionen → mit Vorketten gebraucht.

Globales Emissions-Modell Integrierter Systeme (GEMIS)

Vom Öko-Institut entwickeltes Programm mit umfangreicher Datenbasis als Instrument zur vergleichenden Analyse von Umwelteffekten der Energiebereitstellung und -nutzung. GEMIS wurde seit 1987 kontinuierlich fortentwickelt und aktualisiert. Die aktuelle Version ist GEMIS 4.8.

Heizwert (auch Nettoheizwert genannt)

Wärmemenge, die bei vollständiger Verbrennung einer definierten Masse Brennstoff frei wird, wenn der im Verbrennungsprodukt enthaltene Wasseranteil als Wasserdampf vorliegt. Im Gegensatz zum oberen Heizwert bzw. Bruttoheizwert oder Brennwert wird beim unteren Heizwert eine mögliche Wärmerückgewinnung durch Kondensation des Wasserdampfs im Abgas nicht berücksichtigt.

Indirekte Emissionen

Indirekte (auch vorgelagerte) Emissionen beinhalten die → Emissionen, die außerhalb des direkten Anlagenbetriebes, insbesondere bei der Anlagenherstellung und der Energieträgerbereitstellung (z.B. beim Biomasseanbau), auftreten.

siehe auch: → mit Vorketten, → ohne Vorketten, → Gesamtemissionen

mit Vorketten (Emissionen)

Die → Emissionen mit Vorketten beschreiben die Summe der Emissionen direkt aus dem Anlagenbetrieb und indirekt aus den Vorketten (Anlagenherstellung, Energieträgerbereitstellung etc.). Synonym dazu sind die → Gesamtemissionen.

N₂O

N₂O (Distickstoffoxid / Lachgas) ist ein farbloses Gas aus der Gruppe der Stickoxide. Neben Kohlendioxid (→CO₂) und Methan (→CH₄) ist es als direkt klimawirksames Gas relevant. Nach IPCC (1996) ist es 310-mal so stark klimawirksam wie Kohlendioxid, kommt allerdings in deutlich kleineren Mengen in der Atmosphäre vor. Die bedeutendste anthropogene Quelle von Distickstoffoxid-Emissionen ist der landwirtschaftliche Einsatz von Stickstoffdüngemitteln.

siehe auch →Treibhausgase

Nettowärmeerzeugung

Die Nettowärmeerzeugung ist die von einem Heizkraftwerk an ein Netz oder einen Produktionsprozess abgegebene und gemessene Wärme.

Nutzenergie

Unter Nutzenergie ist diejenige Form von Energie zu verstehen, die für den Energieanwender unmittelbar die Erfüllung einer Energiedienstleistung bewirkt. Mögliche Formen der Nutzenergie sind unter anderem mechanische Energie, Wärme, Kälte, Licht. Nutzenergie wird in der Regel durch Umwandlung von Endenergie gewonnen, z. B. in einem Ofen.

ohne Vorketten (Emissionen)

Emissionen ohne Vorketten umfassen lediglich die → direkten Emissionen des Anlagenbetriebs, z.B. bei der Verbrennung fossiler oder biogener Brennstoffe. Synonym dazu sind

die → direkten Emissionen.

siehe auch: → mit Vorketten, → Gesamtemissionen

Primärenergie

Energie, die mit den natürlich vorkommenden Energieformen oder Energiequellen zur Verfügung steht, wie etwa Kohle, Gas, Öl oder als Sonne, Wind, Fließwasser, Erdwärme.

siehe auch → Energieträger

Säurebildende Schadstoffe

Umfasst die Luftschadstoffe Schwefeldioxid (SO₂), Stickstoffoxide (NO_x), flüchtige organische Verbindungen (VOC) und Ammoniak (NH₃). Diese vier Stoffe sind mitverantwortlich für die Versauerung, die Bodeneutrophierung und die Bildung troposphärischen Ozons.

Sekundärenergieträger

Sekundärenergieträger werden durch einen oder mehrere Umwandlungsschritte aus Primärenergie gewonnen. Dabei fallen zwangsläufig Umwandlungs- und Verteilungsverluste an. Die wichtigsten Sekundärenergieträger sind Strom, Fernwärme, Heizöl und Ottokraftstoff.

Substitution

Substitution bezeichnet den Ersatz eines Energieträgers durch einen anderen.

Substitutionsfaktor (SF)

Ein Substitutionsfaktor beschreibt, in welchem Maße bestimmte Energieträger durch einen anderen Energieträger ersetzt werden. In diesem Bericht beschreiben die Substitutionsfaktoren insbesondere den Ersatz fossiler → Primär- und Sekundärenergieträger durch → erneuerbare Energien.

Treibhausgase (THG)

Treibhausgase sind atmosphärische Spurengase, die zum Treibhauseffekt beitragen und sowohl einen natürlichen als auch einen anthropogenen Ursprung haben können. Die wichtigsten Treibhausgase sind Kohlendioxid (→ CO₂), Methan (→ CH₄) und Distickstoffoxid (→ N₂O / Lachgas).

Treibhausgaspotenzial

Treibhausgaspotenzial (THP) (engl.: Global Warming Potential – GWP) ist das massebezogene Äquivalent der Treibhauswirkung von Treibhausgasen, bezogen auf das festgelegte Leit-Gas CO₂ - es wird in →CO₂-Äquivalenten angegeben.

Um konsistent mit den Vorgaben der Emissionsberichterstattung nach der Klimarahmenkonvention in Verbindung mit dem Kyoto-Protokoll sowie den entsprechenden Richtlinien und Verordnungen der EU zu verfahren, werden die Werte der Treibhausgaspotenziale mit hundertjährigem Zeithorizont aus dem Zweiten IPCC-Sachstandsbericht aus dem Jahr 1996 herangezogen (IPCC, 1996). Ausnahme bilden die Berechnungen für die Biokraftstoffe: Diese Berechnung erfolgte mit den Angaben aus dem Vierten IPCC-Sachstandsberichts aus dem Jahr 2007. Aus Gründen der methodischen Konsistenz wurden für die Ableitung der Treibhausgase daher ebenfalls die Werte des Vierten IPCC-Sachstandsberichts herangezogen.

siehe auch → CO₂, → CH₄, → N₂O

Vermeidungsfaktor (spezifischer)

Der spezifische Vermeidungsfaktor (Vf) errechnet sich aus der Menge eingesparter Emissionen und der dazugehörigen Aktivitätsrate eines erneuerbaren Energieträgers.

Versauerungspotenzial

Versauerungspotenzial (VP) (engl.: Acidification Potential - AP) ist das Ergebnis der Aggregation von versauernd wirkenden Luftschadstoffen, ausgedrückt in massebezogenen SO₂-Äquivalenten.

Vorketten

Vorgelagerte Prozesse der Gewinnung, Bereitstellung und Verarbeitung von Materialien und Brennstoffen, die zur Errichtung und zum Betrieb von Anlagen zur Energieerzeugung benötigt werden.

Zentrales System Emissionen (ZSE)

Am Umweltbundesamt geführtes Datenbanksystem zur Emissionsberechnung. Die Ergebnisse sind die Grundlage für die Berichterstattung nach UNFCCC und nach dem Genfer Luftreinhalteprotokoll sowie europäischen Regelungen. Die Datenbank enthält insbesondere sektor- und anlagenspezifische Angaben zu → Aktivitätsraten, → Emissionsfaktoren sowie die benötigten Berechnungsverfahren und resultierenden → Emissionen.

Abkürzungen

AGEB - *Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen*

AP - *acidification potential*

BAFA - *Bundesamts für Wirtschaft und
Ausfuhrkontrolle*

BlmSchV -
Bundesimmissionsschutzverordnung

Biokraft-NachV - *Biokraftstoff-
Nachhaltigkeitsverordnung*

BioKraftQuG - *Biokraftstoffquotengesetz*

BioSt-NachV - *Biomassestrom-
Nachhaltigkeitsverordnung*

BNetzA - *Bundesnetzagentur*

CH₄ *Methan*

CO - *Kohlenstoffmonoxid*

CO₂ - *Kohlenstoffdioxid*

DBFZ - *Deutsches
Biomasseforschungszentrum*

DEPV - *Deutschen Energieholz- und
Pelletverband*

DIW - *Deutsches Institut für
Wirtschaftsforschung*

DLR - *Deutsches Zentrum für Luft und
Raumfahrt, Institut für Technische
Thermodynamik*

EEG - *Erneuerbare-Energien-Gesetz*

EEWärmeG - *Erneuerbaren-Energien-
Wärmegesetz*

EnergieStG - *Energiesteuergesetz*

FAME - *Fatty Acid Methylester*

GWP - *Global Warming Potential*

GZB - *Geothermiezentrum Bochum*

i.d.R. - *in der Regel*

IFEU - *Institut für Energie- und
Umweltforschung*

IPCC - *Intergovernmental Panel on Climate
Change*

IWES - *Fraunhofer Institut für Windenergie
und Energiesystemtechnik*

N₂O - *Distickstoffoxid*

Nabisy - *Nachhaltige-Biomasse-System (BLE-
Datenbank)*

NMVOC - *Flüchtige organische Verbindungen
(ohne Methan)*

NO_x - *Stickstoffoxide*

RME - *Rapsmethylester*

RWI - *Rheinisch-Westfälisches Institut für
Wirtschaftsforschung*

SO₂ - *Schwefeldioxid*

StrEG - *Stromeinspeisungsgesetz*

TFZ - *Technologie- und Förderzentrum*

THP - *Treibhausgaspotenzial*

TSP - *Gesamtstaubemissionen*

VP - *Versauerungspotenzial*

1 Zusammenfassung

Das Umweltbundesamt erstellt seit 2007 im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) die Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger. Sie wird jährlich im August/September im Rahmen der BMU-Publikation „Erneuerbare Energie in Zahlen – Nationale und internationale Entwicklung“ veröffentlicht. Zusätzlich erfolgt zum Jahresende sowie zum Februar/März eine unterjährigere Datenaktualisierung. Die jeweils neuesten Daten in der Zeitreihe ab 1990 sind beim Umweltbundesamt unter <http://www.umweltbundesamt.de/energie/erneuerbare.htm> und beim BMU unter <http://www.erneuerbare-energien.de/die-themen/datenservice/zeitreihen-entwicklung-ab-1990/> abrufbar.

In den letzten Jahren wurde die Emissionsbilanz kontinuierlich weiterentwickelt und auf eine verlässlichere Basis gestellt.

Der vorliegende Bericht beschreibt die grundlegenden Methoden und ist vollständig überarbeitete Fassung des unter gleichem Titel veröffentlichten Berichts 12/2009 der UBA-Serie „CLIMATE CHANGE“. Für den Strom-, Wärme- und Verkehrssektor werden die herangezogenen Datenquellen sowie die Ergebnisse der Emissionsbilanzierung für die erneuerbaren Energien für das Jahr 2012 dargestellt.

In methodischer Hinsicht erfolgten umfangreiche Änderungen: So bildet die Richtlinie 2009/28/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23. April 2009 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen den Rahmen für die Berechnungen. Darüber hinaus wurden aktuelle Forschungsergebnisse berücksichtigt, so z. B. die ermittelten Substitutionswerte des Gutachtens „CO₂-Minderung im Stromsektor durch den Einsatz erneuerbarer Energien im Jahr 2010 und 2011“¹ (ISI, 2013) und sowie aktuelle und repräsentative Emissionsfaktoren als Ergebnis des BMU-Forschungsvorhaben „Aktualisierung von Ökobilanzdaten für Erneuerbare Energien im Bereich Treibhausgase und Luftschadstoffe“ (Rausch, et al., 2012). Bisher fehlende Angaben zu den Emissionen einzelner Treibhausgase und Luftschadstoffe für wesentliche Biokraftstoff-Herstellungswege konnten durch das Gutachten „Erweiterung der THG-Bilanz ausgewählter Biokraftstoffpfade“ ergänzt werden (IFEU, 2011).

Die zur Ableitung von Substitutions- und Emissionsfaktoren verwendeten Datenquellen werden in den einzelnen Kapiteln ausführlich beschrieben und dokumentiert. Große Bedeutung kommt insbesondere der UBA-Datenbank zur nationalen Emissionsberichterstattung (ZSE) sowie mehreren Ökobilanzdatenbanken zu (GEMIS, ecoinvent). Ferner wurden auch Erkenntnisse aus der Auswertung von EEG-Daten der Bundesnetzagentur in die Berechnungen einbezogen.

Die Berechnungen zeigen, dass der Ausbau erneuerbarer Energien wesentlich zur Erreichung der Klimaschutzziele in Deutschland beiträgt. In allen Verbrauchssektoren (Strom, Wärme, Verkehr) werden fossile Energieträger durch erneuerbare Energien ersetzt.

Bei Einbezug der Vorketten weist die Netto-Emissionsbilanz der erneuerbaren Energien eine Emissionsvermeidung in Höhe von rund 145 Mio. t CO₂-Äquivalenten in 2012 aus. Auf den Stromsektor entfielen 101,1 Millionen Tonnen, davon sind 81,6 Millionen Tonnen

¹ Fraunhofer ISI: Klobasa, Marian/ Sensfuß, Frank/ Ragwitz, Mario: CO₂-Minderung im Stromsektor durch den Einsatz erneuerbarer Energien im Jahr 2010 und 2011“ Bericht für die Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat) im Auftrag des Zentrums für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW) Karlsruhe, Mai 2013 (Link).

der EE-Strommenge mit EEG-Vergütungsanspruch zuzuordnen. Im Wärmebereich wurden 38,0 Millionen Tonnen und im Kraftstoffbereich 5,4 Millionen Tonnen CO₂-Äquivalente vermieden.

Bei einer ausschließlichen Betrachtung des Treibhausgases Kohlendioxid, bei der unter anderem Methanemissionen bei der Nutzung fossiler und biogener Brennstoffe sowie Lachgasemissionen beim Anbau von Energiepflanzen außer Acht bleiben, ergibt sich ein leicht abweichendes Bild. Danach haben die erneuerbaren Energien 2012 insgesamt 147 Millionen Tonnen CO₂-Emissionen vermieden. Hiervon entfielen 100,9 Millionen Tonnen auf die erneuerbare Stromerzeugung (davon 82,4 Millionen Tonnen auf Strom aus EE mit EEG-Vergütungsanspruch), 38,6 Millionen Tonnen auf die erneuerbare Wärmebereitstellung und 7,4 Millionen Tonnen auf den Einsatz von Biokraftstoffen.

Bei Strom und Wärme wird das Ergebnis maßgeblich dadurch beeinflusst, welche fossilen Brennstoffe durch erneuerbare Energieträger ersetzt werden. Bei den Biokraftstoffen sind besonders die Art und Herkunft der verwendeten Rohstoffe ausschlaggebend. Sofern es sich dabei nicht um biogene Reststoffe (u. a. Holz) und Abfälle handelt, sind Landnutzungsänderungen durch den landwirtschaftlichen Anbau der Energiepflanzen zu beachten. Sie können die Bilanzergebnisse entscheidend beeinflussen. Die Effekte indirekter (d. h. durch Verdrängungseffekte mittelbar verursachte) Landnutzungsänderungen werden bei der Berechnung der Treibhausgasemissionen noch nicht berücksichtigt, da es derzeit keine einheitlich anerkannte Methode dafür gibt.

2 Executive Summary

Since 1997, the Federal Environment Agency (UBA) has been compiling the balance of emissions avoided by renewable energy sources on behalf of the Federal Ministry for the Environment, Nature conservation and Nuclear Safety (BMU). This balance of emissions avoided is published within the BMU-brochure “*Renewable Energy Sources in Figures – National and international developments*” each year in August/September. In addition to that, data are brought up to date twice in the course of the year (at the end of the year and in February/March). Latest time series, starting in 1990, can be downloaded from <http://www.umweltbundesamt.de/energie/erneuerbare.htm> and from <http://www.erneuerbare-energien.de/die-themen/datenservice/zeitreihen-entwicklung-ab-1990/>.

During the last years, the net balance of emissions avoided has continuously been enhanced and provided with a sound methodological footing. The current edition represents a fully revised version of the report from 2009 (published under the same title within the brochure no 12/2009 of the journal „CLIMATE CHANGE“ (cf. <http://www.umweltdaten.de/publikationen/fpdf-l/3761.pdf>). It describes the methodological approaches for the power, heat and transport sector and the data sources taken into consideration: The Directive 2009/28/EC of the European Parliament and of the European Council of 23 April 2009 “*on the promotion of the use of energy from renewable sources*” sets the general framework for calculations. Relevant data sets, that substitution and emission factors are deduced from, like the UBA database for national emissions reporting (Central System of Emissions), as well as several life-cycle databases (like GEMIS or ecoinvent) are documented and described in detail. Furthermore, information was drawn from the analysis of EEG-data received from the Federal Network Agency for Electricity, Gas, Telecommunications, Post and Railway (Bundesnetzagentur). The net results of the balance of emissions avoided in 2012 are also presented in the report and in more detail in the data annexes appended to this publication. The Annexes are getting updated and published thrice a year.

Calculations show that the expansion of renewable energies contributes substantially to achieving national climate goals in Germany. In all consumption sectors (i.e. power, heat and transport) fossil fuels are being replaced by renewable energies thereby reducing energy related greenhouse gas emissions. Considering all relevant upstream chains and the relevant greenhouse gases carbon dioxide, methane, and nitrous oxide, the net balance of emissions avoided resulted in around 145 Mio. t. CO₂-equivalents in 2012. Of this, the power sector accounts for 101,1 Mio t. CO₂-equivalents (with 81,6 Mio. t. being entitled for remuneration under the Renewable Energy Sources Act). In the heat and transport sector avoided emissions amounted to 38 Mio t. and 5,4 Mio t. CO₂-equivalents respectively.

When considering only carbon dioxide (ignoring all other greenhouse gases like methane emissions resulting from the use of fossil or biofuels, or nitrous oxide emissions resulting from the cultivation of energy plants) figures are slightly different. On this basis, renewable energies avoided 147 Mio t. CO₂ emissions in 2012, 100,9 Mio t. due to renewable power generation (with 82,4 Mio t. from renewable energies entitled to remuneration under the Renewable Energy Sources Act), 38,6 Mio t. due to renewable heat generation and 7,4 Mio t. due to the use of biofuels.

In principle, the net balance of emissions avoided considers all relevant upstream process chains for the production and supply of energy sources as well as all life cycle phases of the installations (like fabrication and the phase of commercial use), yet excluding its re-

moval and recycling. In order to calculate the balance of emissions avoided, the emission reductions due to the use of renewable energies are then compared to those emissions that are emitted by the renewable energy installations as well as the relevant upstream processes.

Especially relevant for the results in the power and heat sector are the fossil fuels substituted by renewable energy sources. For biofuels, type and origin of the utilized raw materials determine the results. If it does not concern biogenic waste material, land use changes through the cultivation of energy plants have to be considered, as they can influence the results substantially. Indirect land use effects (i.e. displacement effects) have not yet been considered in this calculation, as no consistent method has been recognized until now.

3 Einleitung

In den letzten 10 Jahren verlief der Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland sehr erfolgreich. Bezogen auf den gesamten deutschen Endenergieverbrauch (Strom, Wärme, Kraftstoffe) ist der Anteil der Erneuerbaren auch im Jahr 2012 weiter – auf nunmehr 12,7 Prozent – angewachsen (2011: 11,8 Prozent). Damit ist Deutschland auf gutem Wege, seine Ziele zum Ausbau der erneuerbaren Energien zu erreichen.

Der Anteil der erneuerbaren Energien am deutschen Bruttostromverbrauch ist auch im Jahr 2012 weiter deutlich gestiegen – auf insgesamt 23,5 Prozent. Als konstant haben sich die Werte in den Segmenten Wärme und Kraftstoffe erwiesen (AGEE-Stat, 2013).

Mit dem Energiekonzept vom September 2010 und den energiepolitischen Beschlüssen vom Juni 2011 hat die Bundesregierung den Umbau der Energieversorgung hin zu einem erneuerbaren Energiesystem eingeleitet. Die bis in das Jahr 2050 reichende Gesamtstrategie beinhaltet die in Tabelle 1 aufgezeigten Ziele (BMWi & BMU, 2012).

Tabelle 1: Nationale Ziele der Bundesregierung zum Ausbau der erneuerbaren Energien

Erneuerbare Energien	2020	2030	2040	2050
Anteil am Bruttostromverbrauch	mind. 35%	mind. 50%	mind. 65%	mind. 80%
Anteil am Bruttoendenergieverbrauch	18%	30%	45%	60%

Das Ziel für 2020 entspricht dabei auch dem nationalen Ausbauziel nach der im Juni 2009 in Kraft getretenen EU-Richtlinie zur Förderung von Energie aus erneuerbaren Quellen (Richtlinie 2009/28/EG).

Um dieses Ziel für Deutschland zu erreichen, sind folgende Einzelmaßnahmen vorgesehen:

Der Anteil der erneuerbaren Energien am deutschen Bruttostromverbrauch im Strombereich soll von 23,5 % in 2012 auf mindestens 35 % im Jahre 2020 ansteigen. Um dieses Ziel zu erreichen, wurde das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) mehrfach novelliert. In der Novelle sind unter anderem Vergütungen für Offshore-Windparks (auf See) und Repowering von Onshore-Windenergieanlagen (an Land) sowie Anreize zur Markt- und Systemintegration der erneuerbaren Energien neu geregelt. Hierbei werden Wirtschaftlichkeit, Versorgungssicherheit und Umweltverträglichkeit sowie Anreize zur bedarfsgerechten Einspeisung berücksichtigt.

Der Anteil erneuerbarer Energien an der Wärmebereitstellung betrug 2013 etwa 10,4 %. Dieser Bereich ist in den letzten Jahren langsamer als der Strombereich gewachsen. Die Technologien sind bereits vorhanden, haben den Markt bisher aber noch nicht ausreichend durchdrungen. Vorrangiges Ziel des Erneuerbaren-Energien-Wärmegesetzes (EEWärmeG) ist es, den Anteil erneuerbarer Energien am Wärmebedarf in Deutschland bis zum Jahr 2020 auf 14 % deutlich zu erhöhen. Das Gesetz verpflichtet jeden Eigentümer eines neuen Gebäudes, seinen Wärmeenergiebedarf anteilig mit erneuerbaren Energien zu decken. Um den Gebäudeeigentümern bei der Nutzung erneuerbarer Energien auch finanziell entgegen zu kommen, sieht das EEWärmeG Fördermöglichkeiten über das Marktanreizprogramm für erneuerbare Energien vor.

Im Verkehrsbereich wurde mit der EU-Richtlinie zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (Richtlinie 2009/28/EG) ein für alle Mitgliedsstaaten verbindli-

ches Ziel eines 10 %-Anteils erneuerbarer Energien am gesamten Ottokraftstoff- und Dieselverbrauch 2020 beschlossen.

In diesem Zusammenhang verfolgt die Bundesregierung das Ziel, den Anteil der Biokraftstoffe bis zum Jahr 2020 soweit zu erhöhen, dass dadurch die Treibhausgasemissionen um 7 % gegenüber dem Einsatz fossiler Kraftstoffe reduziert werden (Nationaler Biomasseaktionsplan). Konkret wird der Anteil nach dem Gesetz zur Änderung der Förderung von Biokraftstoffen, das am 21. Juli 2009 in Kraft trat, ab dem Jahr 2015 als Netto-Klimaschutzbeitrag (Dekarbonisierung) in einer Höhe festgelegt, dass die Treibhausgasemissionen ab dem Jahr 2015 um 3 %, ab 2017 um 4,5 % und ab dem Jahr 2020 um 7 % gesenkt werden. Dies entspricht einem energetischen Anteil von voraussichtlich ca. 12 % in 2020.

Die EU-Richtlinie zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (Richtlinie 2009/28/EG) definiert darüber hinaus Nachhaltigkeitskriterien für Biokraftstoffe und flüssige Brennstoffe. Diese umfassen Mindestanforderungen an eine nachhaltige Bewirtschaftung landwirtschaftlicher Flächen, den Schutz natürlicher Lebensräume und Minderung der Treibhausgasemissionen um mindestens 35 %. Anfang 2010 hat die Kommission Nachhaltigkeitskriterien für gasförmige und feste Biomasse vorgelegt.

Zur Umsetzung der Nachhaltigkeitskriterien in deutsches Recht wurden zwei Nachhaltigkeitsverordnungen erlassen: Für den Regelungsbereich des Erneuerbare-Energien-Gesetzes wurde die „Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung“ (BioSt-NachV) am 29.07.09 im Bundesgesetzblatt veröffentlicht und trat am 24. August in Kraft. Mit dieser Verordnung werden die Nachhaltigkeitsanforderungen für Stromerzeugung aus flüssiger Biomasse festgelegt, die nach dem EEG vergütet wird. Eine Verordnung über Anforderungen an eine nachhaltige Herstellung von Biokraftstoffen (Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung - Biokraft-NachV) entsprechend der EU-Nachhaltigkeitsregelungen wurde ebenfalls verabschiedet.

Die Debatte um die Umweltwirkungen der Biokraftstofferzeugung zeigt exemplarisch auf, dass der dringend erforderliche Ausbau erneuerbarer Energien je nach gewähltem Nutzungspfad auch zu negativen Folgewirkungen führen kann. Um Fehlentwicklungen rechtzeitig erkennen zu können, sind daher umfassende ökobilanzielle Analysen der über den gesamten Lebensweg eines Energieträgers auftretenden Umweltauswirkungen unerlässlich (vgl. WBGU 2008).

Gleichwohl ist der potenzielle Beitrag der erneuerbaren Energien zur Vermeidung klimarelevanten atmosphärischer Emissionen vor dem Hintergrund der Jahrhundertaufgabe Klimawandel insgesamt unumstritten.² Im Mittelpunkt der gesellschaftlichen Diskussion steht vielmehr die Höhe der vermiedenen Emissionen. Für eine aussagekräftige Bilanz ist dabei insbesondere die Gegenrechnung der durch erneuerbare Energien resultierenden Emissionen in einer „Nettobilanz“ entscheidend. Eine Nettobilanzierung berücksichtigt einerseits, welche Emissionen an Treibhausgasen und sonstigen Luftschadstoffen aus fossiler Energiebereitstellung vermieden werden, und andererseits, welche Emissionen durch den Einsatz erneuerbarer Energien entstehen.

² Dabei ist nicht zu vergessen, dass die Erzeugung erneuerbarer Energien selbst auch vom Klimawandel beeinträchtigt werden kann. Dies kann sowohl negative (z.B. durch schlechtere Anbaubedingungen für nachwachsende Rohstoffe) oder positive (z.B. höhere Wüchsigkeit der Nutzwälder) Folgen haben, was an dieser Stelle allerdings nicht weiter vertieft werden kann.

In diesem Kontext wurde das Umweltbundesamt im Juli 2007 vom Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) beauftragt, die bisher vorliegenden Netto-Emissionsbilanzen erneuerbarer Energieträger weiterzuentwickeln und zu aktualisieren. Insbesondere sollte eine einheitliche und abgestimmte Datenbasis für die Jahre ab 1990 erarbeitet werden, die die Bilanzierung der durch den Einsatz erneuerbarer Energien vermiedenen Emissionen auf eine verlässliche Basis stellt. In den folgenden Kapiteln werden sowohl die überarbeiteten Methoden, die herangezogenen Datenquellen sowie die neuen Emissionsbilanzen für die erneuerbaren Energien vorgestellt. Darüber hinaus wird der methodische Rahmen für die Berechnung von Emissionsbilanzen für zurückliegende und zukünftige Jahre skizziert.

4 Methodik und Datengrundlagen

4.1 Generelle Vorgehensweise

4.1.1 Methodik der Emissionsbilanzierung

Die Emissionsbilanzierung erneuerbarer Energien basiert wesentlich auf methodischen Ansätzen und empirischen Grundlagen der Lebenszyklusanalyse (Klöpffer, et al., 2009). Aus pragmatischen Gründen, zu denen vor allem die schwierige Datenlage gezählt werden muss, beschränkt sich die Bilanzierung auf eine Auswahl von Luftschadstoffen:

- Treibhausgase ($\text{CO}_{2\text{-fossil}}$, CH_4 und N_2O) und die Summe der Treibhausgase dargestellt in CO_2 -Äquivalenten
- säurebildende Schadstoffe (SO_2 , NO_x) und die Summe der säurebildende Schadstoffe dargestellt in SO_2 -Äquivalent
- weitere Luftschadstoffe (CO , NMVOC), die unter anderem als Vorläufer-Substanzen für die Bildung von bodennahem Ozon wirken, sowie
- Gesamtstaubemissionen (TSP)

Die betrachteten acht Schadstoffe bzw. Schadstoffsummen bilden eine „Kernliste an Umweltindikatoren“ ab, mit denen die Auswirkungen des Ausbaus erneuerbarer Energien auf Klimawandel und Luftqualität belastbar dargestellt werden können. Darüber hinaus bestehen für diese Schadstoffe nationale und internationale Minderungsziele und entsprechende Berichtspflichten nach der Klimarahmenkonvention in Verbindung mit dem Kyoto-Protokoll und der Genfer Luftreinhaltkonvention sowie den entsprechenden Richtlinien und Verordnungen der EU. Eine Erweiterung der betrachteten Schadstoffe um zum Beispiel NH_3 oder fluoridierte Treibhausgase sowie eine weitere Differenzierung der Staubemissionen nach Partikelgrößen (PM_{10} , $\text{PM}_{2,5}$) kann erst nach einer erheblichen Verbesserung der Datengrundlagen erfolgen. Das grundlegende methodische Vorgehen zur Ermittlung der Emissionsvermeidung für die untersuchten Sektoren Strom, Wärme und Verkehr, die aus der Nutzung der erneuerbaren Energien resultiert, kann mit folgenden Berechnungsschritten beschrieben werden:

- *vermiedene Emissionen* (E_v) =
Menge erneuerbarer Energie (A) * Substitutionsfaktor (SF) * Emissionsfaktor fossil ($\text{EF}_{\text{fossil}}$)

$$E_v = A * SF * \text{EF}_{\text{fossil}}$$

- *verursachte Emissionen* (E_u) =
Menge erneuerbare Energie (A) * Emissionsfaktor erneuerbare Energien ($\text{EF}_{\text{erneuerbar}}$)

$$E_u = A * \text{EF}_{\text{ee}}$$

- *Netto-Emissionsbilanz* (EB) =
Vermiedene Emissionen (E_v) – Verursachte Emissionen (E_u)

$$\text{EB} = E_v - E_u$$

- *Spezifischer Vermeidungsfaktor* (V_f) =
Emissionsbilanz (EB) / Menge erneuerbarer Energie (A)

$$V_f = \text{EB} / A$$

Die genannten Eingangsparameter sind folgender Maßen charakterisiert:

- a) Die Menge erneuerbarer Energien / Aktivitätsrate (A) entspricht der Energiebereitstellung aus erneuerbaren Energien im Strom-, Wärme- und Verkehrssektor. Die Daten werden von der Arbeitsgruppe Erneuerbare-Energien-Statistik übernommen (vgl. Kap. 4.2.1).
- b) Die Emissionsfaktoren (EF) für die fossilen und erneuerbaren Energieträger fassen die Gesamt-Emissionen über die Energiebereitstellungsketten zusammen. Neben den direkten Emissionen aus dem Anlagenbetrieb beinhalten sie die so genannten Vorkettenemissionen, d.h. alle relevanten Emissionen von der Gewinnung, der Aufbereitung und dem Transport der Brennstoffe über die Herstellung der Anlagen bis zum Einsatz von Hilfsenergie sowie -stoffe im Anlagenbetrieb einschließlich deren Vorketten. Hervorzuheben ist, dass die im Zweifel konservativ gewählten Emissionsfaktoren weder reale Einzelanlagen noch den gegenwärtig besten Stand der Technik repräsentieren, sondern den durchschnittlichen Anlagenbestand in Deutschland. Die Daten werden aus dem Nationalen Emissionsinventar (ZSE), verschiedenen Ökobilanzdatenbanken und aus dem Evaluationsbericht gem. Biokraft-NachV der Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung übernommen (vgl. Kap. 4.2.2, 4.2.5, 4.2.7).
- c) Die Substitutionsfaktoren (SF) geben Auskunft darüber, welcher Mix an fossilen Energieträgern durch die Nutzung erneuerbarer Energieträger ersetzt wird. Sie werden aus aktuellen Untersuchungen und Forschungsvorhaben zu erneuerbaren Energien im Strom- und Wärmesektor abgeleitet (vgl. Kap. 4.2.3 und 4.2.4).
- d) Der spezifischer Vermeidungsfaktor (Vf) errechnet sich aus der Menge eingesparter Emissionen und der dazugehörigen Aktivitätsrate.

In den Bilanzberechnungen treten vor allem positive Bilanzergebnisse auf. In diesem Fall sind die vermiedenen Emissionen, die aus der Nutzung erneuerbarer Energien resultieren, größer als die dadurch verursachten Emissionen. Dementsprechend hat der Einsatz erneuerbarer Energien eine Entlastungswirkung auf die Umwelt. Bei einzelnen Schadstoffen und Nutzungspfaden, insbesondere im Bereich der energetischen Nutzung von Energiepflanzen, können jedoch auch negative Umweltwirkungen entstehen, die zusätzliche Belastung der Umwelt durch den Einsatz erneuerbarer Energien bedeuten.

4.1.2 Berücksichtigung von Landnutzungsänderungen bei biogenen Energieträgern

Sofern es sich bei der Biomassenutzung nicht um biogene Reststoffe und Abfälle handelt, sind bei der Emissionsbilanzierung Landnutzungsänderungen durch den Energiepflanzenanbau zu beachten. Sie können die Bilanzergebnisse entscheidend beeinflussen.

Direkte Landnutzungsänderungen im Kontext der Nutzung von Biokraftstoffen und flüssigen Biobrennstoffen zur Stromgewinnung dürften aufgrund der Vorgaben der Verordnung über Anforderungen an eine nachhaltige Herstellung von Biokraftstoffen (Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung - Biokraft-NachV) und der Verordnung über Anforderungen an eine nachhaltige Herstellung von flüssiger Biomasse zur Stromerzeugung (Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung - BioSt-NachV) nur eine sehr begrenzte Rolle spielen. Das ergibt sich einerseits durch den Referenzzeitpunkt der Verordnung mit Januar 2008 (d. h. vorher stattgefundene Flächennutzungsänderungen bleiben unberücksichtigt) und andererseits dadurch, dass das erforderliche Treibhausgas-Minderungspotenzial von mindestens 35 Prozent sonst kaum erreicht wird. Ebenfalls dürften Anbaubetriebe die zusätzliche Bilanzierung von Landnutzungsänderungen scheuen, da dies das Verfahren für Erzeuger und Zertifizierer deutlich verkompliziert (Fehrenbach, 2013).

Bei der Biogasnutzung stellt sich die Situation abweichend dar. Da die Biogasverstromung nicht unter die BioSt-NachV fällt, gibt es auch keine Anforderungen an das Treibhausgas-Minderungspotenzial, so dass hier z. B. ein Grünlandumbruch für einen nachfolgenden Silomaisanbaus möglich ist. Darüber hinaus besteht bei der Biogasgewinnung – anders als beim Energiepflanzenanbau zur Biokraftstoffproduktion – aufgrund limitierter Transportwege ein deutlich stärkerer räumlicher Bezug zwischen Substratanbau und -nutzung. Im Kontext der vielfach hohen regionalen Konzentration der Biogasanlagen (z. B. in den Veredelungsregionen) existiert damit ein vergleichsweise großer Druck, Flächen im unmittelbaren Umfeld für den Anbau von Biogassubstraten verfügbar zu machen, z. B. auch durch die Umwandlung von Grünland. Würde man auch beim Biogas den Referenzzeitpunkt Januar 2008 für die Bilanzierung der direkten Landnutzungsänderungen zugrunde legen, hätte dies Auswirkungen auf die Bilanzierungsergebnisse, da nach 2008 noch ein großer Biogasausbau mit entsprechender Flächennutzungsänderung erfolgte.

Von den bisher beschriebenen direkten Landnutzungsänderungen sind die indirekten Landnutzungsänderungen zu unterscheiden. Indirekte Landnutzungsänderungen treten auf, wenn bisherige Ackerflächen für den Nahrungs- und Futtermittelanbau neuerdings zum Energiepflanzenanbau genutzt werden. Um einen unveränderten (oder gar steigenden) Bedarf an Nahrungs- und Futtermitteln zu decken, müssen dann an anderer Stelle Agrarflächen erschlossen werden. Diese Ausweitung betrifft häufig auch besonders kohlenstoffreiche Ökosysteme (z. B. Wälder), bei deren Umwandlung in Agrarflächen der Kohlenstoff aus diesen natürlichen Kohlenstoffsenken freigesetzt wird.

Die Effekte indirekter Landnutzungsänderungen werden bei der hier vorgelegten Berechnung der Treibhausgasemissionen noch nicht berücksichtigt, da es derzeit keine einheitlich anerkannte Methode dafür gibt.

Schätzungen der auf indirekte Landnutzungsänderungen zurückgehenden Emissionen erfolgen durch verschiedene Modellrechnungen, und quantitative Ergebnisse variieren stark. Trotz jüngster wissenschaftlicher Verbesserungen des Modellrahmens hängen Ergebnisse weiter von den verwendeten Annahmen ab, zu deren Abstimmung es weiterer Forschung und politischer Willensbildung bedarf. Insgesamt zeigen die in den letzten Jahren durchgeführten wissenschaftlichen Arbeiten, dass die aus indirekten Landnutzungsänderungen resultierenden Emissionen sich von Rohstoff zu Rohstoff stark unterscheiden können. Die Ergebnisse können insgesamt die Treibhausgas-Emissionseinsparungen einzelner Biokraftstoffe gegenüber den fossilen Substitutionsstoffen teilweise oder ganz aufheben. Im Herbst 2012 unterbreitete die Europäische Kommission auf Basis verschiedener Expertisen einen ersten, kontrovers diskutierten Vorschlag, in welcher Weise indirekte Landnutzungsänderungen im Zuge der Berichterstattung zur Richtlinie 2009/28/EG zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen bilanziert werden könnten, und zwar mit folgenden geschätzten Emissionen für drei unterschiedliche Rohstoffgruppen:

Getreide und sonstige stärkehaltige Pflanzen = 12 gCO₂eq/MJ,

Zuckerpflanzen = 13 gCO₂eq/MJ,

Ölpflanzen = 55 gCO₂eq/MJ.

Eine Umsetzung der vorgeschlagenen Werte auf Basis der im Jahr 2012 in Deutschland eingesetzten Biokraftstoffe (hoher Ölpflanzenanteil) würde dazu führen, dass sich für diese keine Minderung der Treibhausgasemissionen mehr nachweisen ließe. Es ist hinsichtlich der Berechnungsmethode höchstwahrscheinlich noch in diesem Jahr mit einer Entscheidung zu rechnen. Auf dieser Basis wird dann eine Aktualisierung der Emissionsbilanz vorgenommen.

4.2 Datenquellen

Für die Emissionsbilanzierung erneuerbarer Energien ist eine Vielzahl von Eingangsdaten nötig. Im Folgenden werden die wichtigsten kurz eingeführt. Auf weitere wird in den technologiebezogenen Kapiteln bzw. im Literaturverzeichnis verwiesen.

4.2.1 AGEE-Stat

Das Mengengerüst der erneuerbaren Energien wird für alle Berechnungen von der Arbeitsgruppe Erneuerbaren Energien-Statistik (AGEE-Stat) übernommen. Das unabhängige Fachgremium wurde 2004 vom Bundesumweltministerium (BMU) im Einvernehmen mit dem Bundeswirtschaftsministerium (BMWi) und dem Bundeslandwirtschaftsministerium (BMELV) eingerichtet, um Statistik und Daten der erneuerbaren Energien auf eine umfassende, aktuelle und abgestimmte Basis zu stellen.³

Eine wesentliche Datenquelle für das Mengengerüst der AGEE-Stat ist die amtliche Statistik des Statistischen Bundesamtes in Zusammenarbeit mit den Statistischen Landesämtern. Als weitere Datenquellen sind insbesondere die Bundesnetzagentur und Verbände zu nennen.

Aktuelle Daten über die Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland, der EU und weltweit werden in der jährlichen BMU-Publikation *„Erneuerbare Energie in Zahlen – Nationale und internationale Entwicklung“* (BMU 2013) veröffentlicht. Die Veröffentlichung erfolgt jeweils im August/September des darauffolgenden Jahres. Zusätzlich erfolgt jeweils zum Februar/März eine erste Schätzung sowie zum Jahresende des Folgejahres eine Datenaktualisierung. In diesem Zusammenhang werden auch die Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien ab 1990 auf der BMU-Website unter <http://www.erneuerbare-energien.de/die-themen/datenservice/> aktualisiert.

4.2.2 Nationales Emissionsinventar (ZSE)

Für den vorliegenden Bericht wurden die zur Berechnung der vermiedenen Emissionen benötigten direkten Emissionsfaktoren für fossile und biogene Brennstoffe aus dem Zentralen System Emissionen (ZSE) entnommen.

Die Datenbank *„Zentrales System Emissionen“* (ZSE) des Umweltbundesamtes wird für die zentrale Datenhaltung aller für die Emissionsberechnung und -berichterstattung benötigten Informationen (Aktivitätsraten, Emissionsfaktoren) verwendet und speichert diese in Form von Zeitreihen (UBA, 2013)⁴. Als Grundlage der nationalen Emissionsberichterstattung ist es national die bestverfügbare Datenquelle, die alle wesentlichen Schadstoffemissionen der fossilen und der biogenen Energiebereitstellung enthält. Durch internes Qualitätsmanagement und internationale Überprüfungsprozesse werden diese Daten jährlich qualitätsgesichert und bestätigt.

Zur inhaltlichen Weiterentwicklung der Emissionsberichterstattung des Umweltbundesamtes - insbesondere zur Anpassung der Emissionsfaktoren an den durchschnittlichen

³ Weitere Informationen zu Mitgliedern und Ergebnissen der AGEE-Stat sind zu finden unter: <http://www.erneuerbare-energien.de/die-themen/datenservice/agee-stat/>

⁴ UBA: Berichterstattung unter der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen und dem Kyoto-Protokoll 20132. Nationaler Inventarbericht zum Deutschen Treibhausgasinventar 1990 – 20110. Climate Change Series 08/2012 (Link) S. 867.

Anlagenbestand in Deutschland - werden in regelmäßigen Abständen Fachgutachten eingeholt. Folgende Forschungsvorhaben der letzten Jahre sind für die Emissionsbilanz erneuerbarer Energien besonders relevant:

- Fortschreibung der Emissionsfaktoren für Feuerungs- und Gasturbinenanlagen nach 13./17. Bundesimmissionsschutzverordnung (BImSchV) und TA Luft (Fichtner, et al., 2011)
- Aufbereitung von Daten der Emissionserklärungen gemäß 11. BImSchV aus dem Jahre 2004 für die Verwendung bei der UNFCCC- und UNECE-Berichterstattung - Teilbericht Stationäre Verbrennungsmotoren (Degel, et al., 2009).
- Effiziente Bereitstellung aktueller Emissionsdaten für die Luftreinhaltung. Emissionsfaktoren für Haushalte und Kleinverbraucher (Struschka, et al., 2008)

4.2.3 FhISI-Gutachten „CO₂-Minderung im Stromsektor durch den Einsatz erneuerbarer Energien“

Zu einer vollständigen Berechnung der Emissionsbilanzen erneuerbarer Energieträger sind Angaben erforderlich, welche fossilen Energieträger ersetzt wurden (Substitutionsfaktoren, SF). Der vorliegenden Berechnung liegen die ermittelten Substitutionswerte des Gutachtens „CO₂-Minderung im Stromsektor durch den Einsatz erneuerbarer Energien im Jahr 2010 und 2011“⁵ von FraunhoferISI zugrunde (ISI, 2013). Ziel dieses Fachgutachtens war es, die durch den Einsatz erneuerbarer Energien im Stromsektor substituierte Stromerzeugung in konventionellen Kraftwerken zu bestimmen und anteilig den einzelnen erneuerbaren Energieträgern zuzuordnen“⁶.

Die Simulation zum Einsatz des konventionellen Kraftwerksparks und die daraus resultierenden CO₂-Substitutionsfaktoren wurde mithilfe des agentenbasierten Simulationsmodells PowerACE⁷ durchgeführt. Dieses Strommarktmodell bildet den Kraftwerkseinsatz entlang der Merit-Order für jede Stunde des betreffenden Jahres ab. Bei der Erstellung der Merit-Order für fossile Kraftwerke werden auch technische Randbedingungen wie Anfahrkosten oder Kraft-Wärme-Kopplung und Einfluss des CO₂-Zertifikatehandels berücksichtigt. Als Eingangsdaten zur Modellierung dienen reale Lastprofile im Stromnetz sowie Daten zum typischen Einspeiseverhalten erneuerbarer Energien, die zum Teil auf Basis meteorologischer Daten ermittelt wurden.

Über einen Szenarienvergleich mit und ohne erneuerbare Energien im Kraftwerkspark werden die jeweils verdrängten fossilen Kraftwerke ermittelt. Die nach Lastsituation und Erzeugung stündlich variierenden Ergebnisse werden schließlich zu einem Jahresmittel zusammengefasst. Dabei wird keine Rangfolge innerhalb der erneuerbaren Energien festgelegt, das heißt der zu einem bestimmten Zeitpunkt festgestellte Verdrängungseffekt wird allen zu diesem Zeitpunkt einspeisenden erneuerbaren Energien gleichberechtigt

⁵ Fraunhofer ISI: Klobasa, Marian/ Sensfuß, Frank/ Ragwitz, Mario: CO₂-Minderung im Stromsektor durch den Einsatz erneuerbarer Energien im Jahr 2010 und 2011“ Bericht für die Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat) im Auftrag des Zentrums für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW) Karlsruhe, Mai 2013 (Link).

⁶ Ibid S.1.

⁷ Siehe: Sensfuß, Frank: Assessment of the impact of renewable electricity generation on the German electricity sector. An agent-based simulation approach, Karlsruhe 2007 (Link).

zugeschrieben. Die Substitutionsfaktoren der einzelnen erneuerbaren Energieträger im Sektor Strom sind in Kapitel 5.1 angeführt.

Da die Stromaußenhandelsituation in beiden Szenarien konstant gehalten wird, kann in dem Szenario ohne erneuerbare Energien (Counterfactual Scenario) an einigen Stunden des Jahres die Gesamtlast nicht vollständig mit den bestehenden konventionellen Kraftwerkskapazitäten gedeckt werden. Für diese Fälle werden daher zusätzliche fossile Kraftwerke von ca. 11 GW implementiert. In Hinblick auf die Verteilung der Energieträger wird angenommen, dass 70 % Steinkohle und 30 % Erdgas eingesetzt werden. In Bezug auf die Wirkungsgrade wird unterstellt, dass 5 GW auf alte Bestandskraftwerke mit niedriger Effizienz entfallen und der verbleibende Rest auf Neubauten nach aktuellem Stand der Technik.

4.2.4 RWI/forsa-Erhebungen des Energieverbrauch der privaten Haushalte

Die Arbeitsgemeinschaft Rheinisch-Westfälisches Institut für Wirtschaftsforschung (RWI Essen) und forsa Gesellschaft für Sozialforschung und statistische Analysen mbH (forsa) hat im Auftrag des BMWi seit dem Jahr 2003 mehrere Forschungsvorhaben zur „Erhebung des Energieverbrauchs der privaten Haushalte“ durchgeführt. Hintergrund dieser Zusatzerhebung ist unter anderem, dass im Zuge des Energiestatistikgesetzes 2002 keine amtliche Erhebung für diesen relevanten Endenergiesektor etabliert werden konnte.

Ziel der Studien ist die Gewinnung aussagekräftiger Informationen über den Energieverbrauch privater Haushalte in Deutschland. Dies geschieht mittels einer Stichprobenerhebung, die auf einem repräsentativen Panel von rund 10 000 Haushalten des forsa-Instituts basiert (forsa-omninet Panel). Diese Haushalte werden umfassend zu ihrem Verbrauch der jeweils benutzten Energieträger, den Wohnverhältnissen und den Charakteristika des bewohnten Gebäudes befragt. Ausgehend von einer Nettostichprobe mit 6 533 Haushalten, was einer Ausschöpfung von 72 % entspricht, werden die Verbrauchskennziffern nach einzelnen Energieträgern auf die Grundgesamtheit aller privaten Haushalte in Deutschland hochgerechnet (RWI/Forsa, 2008).

Für diesen Bericht hat das RWI freundlicherweise einen Detailauszug der Ergebnisse für das Jahr 2005 zur Verfügung gestellt, durch den Substitutionsfaktoren für erneuerbare Wärme aus solarthermischen und Wärmepumpenanlagen sowie Holz-Einzelfeuerungen abgeleitet werden können. Aktuellere Ergebnisse waren zum Zeitpunkt der Berichterstellung nicht verfügbar. Im Zuge der nächsten Überarbeitung ist jedoch eine Aktualisierung der Substitutionsfaktoren auf Basis der Erhebungen für die Bezugsjahre 2008 und 2010 geplant.

4.2.5 Ökobilanzdatenbanken

Die Quantifizierung der Umweltbelastung durch die Herstellung von Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien, durch die Bereitstellungs-(Vor)ketten fossiler und biogener Energieträger sowie durch ggf. für den Anlagenbetrieb erforderliche Hilfsenergien setzt ökobilanzielle Modellierungen über den gesamten Lebensweg (Von der Wiege bis zur Bahre / „*cradle to grave*“) voraus.⁸ Zu diesem Zweck wurden vorhandene Ökobilanz-Studien und Datenbanken herangezogen, insbesondere GEMIS und Ecoinvent.

⁸ Vgl.: Frischknecht, Dr. Rolf: Methoden der Umweltbewertung technischer Systeme – Ökobilanzen. ETH Zürich, Sommersemester 2005, S. 18.

GEMIS

Für die Analyse von lebenswegbezogenen Daten im Energiebereich (sowie für Stoff- und Transportprozesse) existiert seit 1989 ein vom Öko-Institut entwickeltes, frei zugängliches „Globales Emissions-Modell Integrierter Systeme“ (GEMIS). Es „umfasst Grunddaten zur Bereitstellung von Energieträgern (Prozessketten- und Brennstoffdaten) sowie verschiedener Technologien zur Bereitstellung von Wärme und Strom“. Die Allokation von Haupt- und Nebenprodukten erfolgt bei GEMIS auf Basis des unteren Heizwertes (Fritsche, et al., 2008).

Die diesem Bericht zugrundeliegenden Berechnungen basieren wesentlich auf der aktuellen GEMIS Version 4.8, insbesondere im Bereich der Vorketten fossiler Energieträger. Darüber hinaus wurden die in GEMIS 4.8 hinterlegten Ergebnisse des BMU-Forschungsvorhabens „Aktualisierung von Ökobilanzdaten für Erneuerbare Energien im Bereich Treibhausgase und Luftschadstoffe“ als Grundlage zur Ableitung repräsentativer Emissionsfaktoren verwendet (Rausch, et al., 2012). Das Forschungsvorhaben wurde unter Leitung des Öko-Instituts nach inhaltlichen Schwerpunkten von den folgenden Forschungseinrichtungen bearbeitet, die Ökobilanzdaten zu den einzelnen Teilbereichen erarbeiten haben:

- anlagenbezogene Kenndaten zu festen, flüssigen und gasförmigen Bioenergieträgern: DBFZ - Deutsches Biomasseforschungszentrum
- solare Wärmebereitstellung: DLR - Deutsches Zentrum für Luft und Raumfahrt, Institut für Technische Thermodynamik
- Geothermische Strom- und Wärmeerzeugung: GZB Geothermiezentrum Bochum
- Methodische Fragen der Treibhausgasbilanzierung: IFEU - Institut für Energie- und Umweltforschung
- Stromerzeugung mit Windenergie: IWES - Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik
- Stromerzeugung mit Wasserkraft: ESU services (CH)
- Stromerzeugung durch photovoltaische Systeme: SmartScreenScans (NL)

Für die Übernahme der Daten in die Emissionsbilanz erfolgte ein Abgleich der primärenergiebezogenen Emissionsfaktoren mit dem aktuellen Datenstand des ZSE (vgl. Kap. 4.2.2) sowie eine Anpassung der für die Modellierung angesetzten technischen Kenndaten (z. B. elektrischer Nutzungsgrad) an die durchschnittlichen repräsentativen Werte entsprechend dem gegenwärtigen Kenntnisstand des UBA und der AGEE-Stat (UBA, et al., 2012).

Ecoinvent

Neben der freizugänglichen GEMIS-Datenbank stützt sich der vorliegende Bericht auch auf die kostenpflichtige Ökobilanz-Datenbank „Ecoinvent 2.0“ des schweizerischen „Ecoinvent Centre – Swiss Centre for Life Cycle Inventories“. Bei ecoinvent handelt es sich um eine international anerkannte Ökobilanzdatenbank mit Daten unter anderem für die Bereiche Energie (Strom, Öl, Kohle, Erdgas, Biomasse, Biotreibstoffe, Bioenergie, Wasserkraft, Atomenergie, Photovoltaik, Windkraft, Biogas), Materialien, Abfallentsorgung (Kehrichtverbrennung, Deponie, Abwasserreinigung), Transporte), landwirtschaftliche Produkte und Prozesse, Metallverarbeitung etc. (ecoinvent, 2010).

4.2.6 IFEU Gutachten „Erweiterung der THG-Bilanz ausgewählter Biokraftstoffpfade“

In der Richtlinie 2009/28/EG zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen sind im Anhang V der Richtlinie für verschiedene Herstellungswege von Biokraftstoffen Werte zu Treibhausgasemissionen angegeben. Diese Angaben umfassen allerdings nur die Angaben zur Summe der Treibhausgasemissionen in CO₂-Äquivalenten. Um eine mit den Werten der Richtlinie 2009/28/EG konsistente Bilanzierung der Emissionen aus der Biokraftstoffnutzung sicherzustellen, ist es nötig Datenwerte für die zusätzlichen Treibhausgase und klassischen Luftschadstoffen nach gleichem methodischen Vorgehen und auf Grundlage analoger Basisdaten abzuleiten.

Das Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg GmbH (IFEU) hat in seinem Gutachten „Erweiterung der THG-Bilanz ausgewählter Biokraftstoffpfade“ für neun wesentliche Biokraftstoff-Herstellungswege bis dahin fehlende Angaben zu Emissionen von Treibhausgasen und Luftschadstoffen berechnet. (IFEU, 2011). Durch die Verwendung der typischen Werte aus der EU Richtlinie wurden eher konservative Annahmen getroffen, die eine Vergleichbarkeit zwischen EU-Mitgliedsstaaten gewährleistet. Laut Richtlinie sollen die Angaben der typischen Werte regelmäßig von der EU-KOM aktualisiert werden⁹ um beispielsweise neue Erkenntnisse über Rohstoffanbau und -verarbeitung oder andere technische Entwicklungen berücksichtigen zu können (Europäische Gemeinschaft, 2009).

4.2.7 Evaluationsbericht gem. Biokraft-NachV / BioSt-NachV der Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung

Im vorliegenden Bericht wurden die Angaben über die Herkunft und den anteiligen Rohstoffeinsatz bei der Herstellung und Verwendung von Biokraftstoffen dem Evaluationsbericht gem. Biokraft-NachV/ BioSt-NachV der Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung entnommen.

Mit der Richtlinie 2009/28/EG wurden von der Europäischen Union Nachhaltigkeitsanforderungen für die Herstellung und energetische Nutzung von flüssiger und gasförmiger Biomasse festgelegt, die zu Erfüllung bestimmter Quotenverpflichtungen oder Fördertatbeständen zur Anrechnung gebracht werden können. Dies betrifft insbesondere Pflanzenöle wie Palm-, Soja- und Rapsöl sowie flüssige Biokraftstoffe wie Biodiesel, Pflanzenölkraftstoff, Bioethanol. Die Vorgaben der Richtlinie 2009/28/EG werden durch die Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung (BioSt-NachV) und die Biomassekraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung (Biokraft-NachV) in deutsches Recht umgesetzt. Eine Zertifizierung der Einhaltung von Vorgaben der Nachhaltigkeitsverordnungen erfolgt entlang der gesamten Herstellungs- und Lieferkette, also vom Landwirt bis zum Nachweispflichtigen im Biokraftstoffbereich. Die Verordnungen sind im Jahr 2011 in Kraft getreten, seitdem werden in Deutschland aus wirtschaftlichen Gründen nur Rohstoffe zur Biokraftstoffherstellung verwendet, die nachhaltig zertifiziert sind. Die Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung (BLE) ist in Deutschland die zuständige Behörde für die Umsetzung der Nachhaltigkeitskriterien Richtlinie 2009/28/EG. Die Abwicklung der Nachhaltigkeitsnachweise erfolgt über das Nachhaltige-Biomasse-System (Nabisy)¹⁰. (BLE, 2013).

⁹ Die Aktualisierung der Werte wird für das Jahr 2014 im Zuge der Novelle der erneuerbaren Energien Richtlinie erwartet.

¹⁰ Sowohl die Anrechnung zur Biokraftstoffquote als auch die Inanspruchnahme der Steuerentlastung nach dem Energiesteuergesetz setzen den Nachweis von Nachhaltigkeitszertifikaten voraus.

Die Angaben aus Nabisy enthalten u.a. Informationen über die Herkunftsländer und den anteiligen Rohstoffeinsatz bei der Herstellung und Verwendung von Biokraftstoffen. Weiterhin wird über Nabisy die Erfüllung, der in der Biokraft-NachV verpflichtend festgeschriebenen Treibhausgas-Minderungen erfasst.

5 Emissionsbilanzen der einzelnen erneuerbaren Energieträger

5.1 Strom

5.1.1 Photovoltaik

Die photovoltaische Stromerzeugung hat in den letzten Jahren eine beeindruckende Entwicklung genommen und sich von einer Nischenanwendung neben Windkraft und Biomasse zu einer der Hauptsäulen der erneuerbaren Stromerzeugung entwickelt. Photovoltaische Anlagen werden im Allgemeinen entweder nach Leistungsgröße der modular zusammengesetzten „Kraftwerke“ und /oder nach verwendeter Technologie unterschieden.

Es gibt eine Vielzahl von Materialien und Konzepten für Solarzellen mit unterschiedlichen Formen, Farben und Leistungsdaten. Meist unterscheidet man zwischen kristallinen Silizium-Zellen (monokristallin, polykristallin) und Dünnschichtzellen (unter anderem amorphes Silizium, Cadmium-Tellurid, Kupfer-Indium-Diselenid). Kristalline Zellen überwiegen auf dem Markt. Dünnschichtzellen haben den Vorteil eines geringeren Material- und Energieeinsatzes und können in beliebigen Größen hergestellt werden (BMU, 2012).

Aktivitätsrate

Die Angabe zur Stromerzeugung aus Photovoltaik wird von der Arbeitsgruppe Erneuerbare-Energien-Statistik (AGEE-Stat) übernommen (vgl. Kap. 4.2.1). Der in Tabelle 2 angegebene Datenstand entspricht der BMU-Publikation „Erneuerbare Energie in Zahlen – Nationale und internationale Entwicklung“, die jährlich im August/September publiziert wird. Zusätzlich erfolgt zum Jahresende sowie zum Februar/März eine unterjährliche Datenaktualisierung. Die jeweils neuesten Daten in der Zeitreihe ab 1990 sind unter <http://www.erneuerbare-energien.de/die-themen/datenservice/zeitreihen-entwicklung-ab-1990/> abrufbar.

Die Stromerzeugung aus Photovoltaik entspricht den EEG-Jahresabrechnungen der Übertragungsnetzbetreiber. Sie setzt sich grundsätzlich zusammen aus der eingespeisten, durch die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) vermarkteten EEG-Strommenge und der von Anlagenbetreibern direkt vermarkteten Strommenge. Ab 2009 wird noch der Eigenverbrauch aus PV-Anlagen hinzuaddiert, der von der Bundesnetzagentur (BNetzA) im jährlichen EEG-Statistikbericht mit ca. 1,5 Jahren Zeitverzug veröffentlicht wird.

Tabelle 2: Stromerzeugung aus Photovoltaik

[GWh]	2012
Photovoltaik	26.380

Quelle: AGEE-Stat. Datenstand Juli 2013. Aktualisierungen der Datenbasis erfolgen jeweils im Dezember und Februar/März und sind unter <http://www.erneuerbare-energien.de/die-themen/datenservice/zeitreihen-entwicklung-ab-1990/> abrufbar.

Substitutionsfaktoren

Die Substitutionsfaktoren für Photovoltaik werden mithilfe einer ex-post-Simulation von Fraunhofer ISI ermittelt (ISI, 2013). Die allgemeine Methodik wird in Kapitel 4.2.3 beschrieben. Aktuell liegen die gemittelten Substitutionsfaktoren der Stromerzeugung im Jahr 2011 vor (vgl. Tabelle 3). Diese werden vorläufig fortgeschrieben, bis die nächste ex post- Untersuchung für die Jahre 2012 und 2013 abgeschlossen ist.

Entscheidend bei PV ist das stark fluktuierende Einspeiseprofil mit Tag-/Nacht- und saisonalen Unterschieden. Entsprechend ersetzt PV hauptsächlich Steinkohlekraftwerke. Mit rund 22 % stehen Erdgas-Kraftwerke an zweiter Stelle. Aufgrund der Stellung in der deutschen (und europäischen) Merit Order wird Braunkohlestrom hingegen nur in den Situationen verdrängt, in denen die gesamte Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien sehr hoch ist (d. h. Starkwind und hohe Sonneneinstrahlung bei Schwachlast) und zugleich keine freien Netzkapazitäten zum Stromexport bestehen.

Da bei hohen Anteilen fluktuierender Erzeugung aus Wind und PV in gewissem Umfang Kapazitäten zur eventuellen Ausregelung von Prognosefehlern vorgehalten werden müssen, wird ein pauschaler Abschlag von 7 % in die Emissionsbilanz von PV eingeführt. Darin drückt sich aus, dass die regelbaren Kraftwerke vermehrt im Teillastbereich gefahren werden, was mit entsprechenden Wirkungsgradverlusten und Emissionen einhergeht (vgl. (Roth, et al., 2005), (Wagner, et al., 2004)). Eine aktuelle Untersuchung im Auftrag von VGB Powertech e.V. kommt allerdings zu dem Ergebnis, dass sich der mittlere Jahreswirkungsgrad von Steinkohle- und GuD-Erdgaskraftwerken im Jahr 2023 um lediglich ca. 2 bis 3 Prozent verringern wird (Ziems, et al., 2012). Aus Gründen einer konservativen Vorgehensweise wird gleichwohl an den 7 % festgehalten.

Tabelle 3: Substitutionsfaktoren der Stromerzeugung aus Photovoltaik

[%]	Braunkohle	Steinkohle	Gas	Öl
Photovoltaik	2,99%	75,48%	21,53%	0,00%

Quelle: (ISI, 2013)

Emissionsfaktoren

PV-Anlagen setzen sich aus folgenden Komponenten zusammen: PV-Module, Inverter, Befestigungssystem und Verkabelung. Ein Modul setzt sich aus Solarzelle, Laminat und einem Aluminiumrahmen zusammen.

Als Lebenszyklusphasen können die Herstellungsphase bestehend aus Rohstoffabbau und –aufbereitung, Herstellung der Vorprodukte und der Modulproduktion, Betrieb und Rückbau (Recycling) der PV-Anlage unterschieden werden.

Alle Module bestehen aus einem Trägermaterial (Glas) und photoaktiven Halbleitern. Bei kristallinen Siliziumzellen ist der Aufwand für die Herstellung des Halbleiters bedeutend höher als bei anderen Systemen, die mit einem geringeren Materialaufwand auskommen. Bei Si-Dünnschicht Modulen kommt die Emission von Reinigungsgasen hinzu (NF₃ mit hohem THG-Potential). Bei CdTe-Modulen wird bei der Herstellung des Halbleiters und bei unsachgerechter Entsorgung der Module Cadmium frei gesetzt.

In der Analyse werden nur die Emissionen auf Herstellungsseite (aus den Vorketten) berücksichtigt, da der Betrieb der PV-Anlage selbst emissionsfrei ist. Bei allen Anlagen wurde der stoffliche Aufwand für die Rahmen und die Aufständigung eingerechnet. Zwischen Freifeldanlage und Dachanlage wird nicht unterschieden. Aufwendungen für die Wechselrichter und die Verkabelung wurden nicht einbezogen.

Im Rahmen des BMU-Vorhabens „Aktualisierung von Ökobilanzdaten für Erneuerbare Energien im Bereich Treibhausgase und Luftschadstoffe (LCA-EE)“ wurden neue Ökobilanzen für alle marktrelevanten PV-Systeme/Modul-Technologien erstellt und in GEMIS 4.8 integriert (IINAS, 2013) (Öko-Institut, 2012) (SmartGreenScans, 2012) (vgl. Kap. 4.2.2, 4.2.5).

Die Belastungen bei der Herstellung sind nicht zuletzt vom Stromerzeugungsmix des jeweiligen Produktionslandes abhängig. Eine Gewichtung aller Einzeltechnologien entsprechend ihrer Marktanteile in Deutschland ist aufgrund fehlender Daten jedoch nicht möglich. Da multi-kristalline Zellen gegenwärtig den größten Marktanteil besitzen und den besten Schnitt darstellen, basiert die Berechnung auf dem Datensatz multi-kristalline PV-Anlage.

Tabelle 4: Emissionsfaktoren der Stromerzeugung aus Photovoltaik

[g/kWh _{el}]	THP CO ₂ -Äq.	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	VP SO ₂ -Äq.	SO ₂	NO _x	Staub	CO	NMVOC
Solar-PV-multi	58,9	51,9	0,135	0,002	0,118	0,060	0,077	0,032	1,221	0,005
Solar-PV-mono	65,8	58,7	0,139	0,002	0,126	0,063	0,829	0,031	0,968	0,006
Solar-PV-amorph	42,0	36,2	0,092	0,001	0,123	0,071	0,069	0,035	0,193	0,004
Solar-PV-CdTe	17,9	14,8	0,041	0,001	0,062	0,036	0,033	0,019	0,110	0,003
Solar-PV-CIGS	29,1	26,1	0,042	0,001	0,060	0,034	0,034	0,018	0,099	0,004

THP: Treibhausgaspotenzial, VP: Versauerungspotenzial; Quelle: GEMIS 4.8 (IINAS, 2013), (Öko-Institut, 2012), (SmartGreenScans, 2012)

Die Emissionsfaktoren der verdrängten fossilen Stromerzeugung wurde auf Basis des Nationalen Emissionsinventars abgeleitet und durch die entsprechenden Vorketten der Brennstoffgewinnung und –bereitstellung aus GEMIS 4.8 ergänzt.

Tabelle 5: Emissionsfaktoren der Stromerzeugung aus fossilen Energien

[g/kWh _{el}]	THP CO ₂ -Äq.	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	VP SO ₂ -Äq.	SO ₂	NO _x	Staub	CO	NMVOC
Braunkohle	1080,1	1069,2	0,030	0,033	1,087	0,603	0,696	0,032	0,562	0,013
Steinkohle	922,9	841,8	3,110	0,011	0,853	0,467	0,552	0,032	0,111	0,028
Gas	445,6	416,6	1,226	0,010	0,391	0,015	0,541	0,072	0,370	0,067
Öl	789,5	779,5	0,206	0,013	1,518	0,912	0,871	0,080	0,305	0,150

Quelle: (UBA, 2013), GEMIS 4.8 (IINAS, 2013)

Emissionsbilanz

Die Netto-Emissionsbilanz der Stromerzeugung aus Photovoltaik errechnet sich aus den oben angegebenen Einzelgrößen. Die allgemeine Methodik wird in Kapitel 4.1.1 beschrieben.

Die Ergebnisse zeigen, dass die Photovoltaik in erheblichem Umfang zur Vermeidung von Treibhausgasemissionen beiträgt. Durch die Stromerzeugung aus Photovoltaik werden ca. 20 Mio. t CO₂-Äq. Treibhausgase vermieden. Der spezifische Vermeidungsfaktor beträgt ca. 715 g CO₂-Äq./kWh_{el}.

Der positive Beitrag der versauernd wirkenden Luftschadstoffe fällt mit rund 16.900 t SO₂-Äq. deutlich geringer aus. Nur im Bereich der Ozonvorläufersubstanzen ist die Bilanz negativ, es wurden geringfügig mehr Emissionen verursacht als vermieden.

Tabelle 6: Emissionsbilanz der Stromerzeugung aus Photovoltaik

	Vermiedene Emissionen	Verursachte Emissionen	Emissionsbilanz	Emissionsbilanz (abzügl. 7 % für den Regelernergieaufwand)	Spezifischer Vermeidungsfaktor
	$Ev = A \cdot SF \cdot EF_{\text{fossil}}$	$Eu = A \cdot EF_{\text{ee}}$	$EB = Ev - Eu$		EB/A
	[t]	[t]	[t]	[t]	[g/kWh]
THP (CO ₂ -Äq.)	21.760.007	1.456.038	20.303.968	18.882.691	715,80
CO ₂	19.971.291	1.368.084	18.603.207	17.300.982	655,84
CH ₄	68.909	3.555	65.354	60.779	2,30
N ₂ O	307	43	264	246	0,01
VP (SO ₂ -Äq.)	20.075	2991,35	17083,23	15.887,41	0,60
SO ₂	9.866	1582,46	8283,30	7.703,47	0,29
NO _x	14.618	2024,27	12593,70	11.712,14	0,44
Staub	1.079	841,39	237,78	221,14	0,01
CO	4.752	32197,66	-27445,93	-25.524,72	-0,97
NMVOC	955	140,54	814,61	757,59	0,03

Quelle: Eigene Berechnung

5.1.2 Windenergie an Land (Onshore)

Windenergieanlagen nutzen die Bewegungsenergie des Windes, die durch unterschiedliche Luftdruckverhältnisse in der Nähe der Erdoberfläche entsteht. Windenergie dient in Deutschland fast ausschließlich der Stromerzeugung und war im Jahr 2012 in diesem Bereich der mit Abstand bedeutendste erneuerbare Energieträger. Insgesamt waren zum Jahresende 2012 an Land (onshore) etwa 22.900 Windkraftanlagen mit einer elektrischen Gesamtleistung von ca. 31.000 Megawatt in Betrieb (DEWI GmbH, 2013). Die Anlagen befinden sich schwerpunktmäßig im Norden und in der Mitte Deutschlands und sind i. d. R. in Windparks konzentriert. Aufgrund der Förderung zunächst durch das Stromeinspeisungsgesetz (StrEG) und später das EEG, ergänzt durch Änderungen im Baurecht, nahm die einheimische Windenergienutzung seit 1990 eine dynamische Entwicklung – nicht nur beim Zubauvolumen, sondern auch bei den Anlagen selbst. Hatte eine typische im Jahr 1990 errichtete Windkraftanlage noch eine elektrische Leistung von weniger als 200 Kilowatt, einen Rotordurchmesser von 23 m sowie eine Nabenhöhe von etwa 30 m, so wiesen die im Jahr 2012 neu errichteten Anlagen dagegen bereits durchschnittlich eine elektrische Leistung von fast 2.400 kW, einen Rotordurchmesser von 88 m sowie eine Nabenhöhe von über 111 m auf (Fraunhofer IWES, 2013). Mit der deutlichen Anlagenvergrößerung und parallelen weitreichenden Anlagenoptimierungen haben sich die Ausnutzungsdauer/Effizienz und auch die Emissionsbilanz der Windkraftanlagen/-nutzung spürbar verbessert. Zudem ist der spezifische Flächenbedarf stark zurückgegangen, was u. a. mit wesentlich höheren Ausbaupotenzialen verbunden ist.

Aktivitätsrate

Die Angabe zur Stromerzeugung aus Windenergie an Land (Onshore) wird von der Arbeitsgruppe Erneuerbare-Energien-Statistik (AGEE-Stat) übernommen (vgl. Kap. 4.2.1). Der in Tabelle 7 angegebene Datenstand entspricht der BMU-Publikation „Erneuerbare Ener-

gie in Zahlen – Nationale und internationale Entwicklung“, die jährlich im August/September publiziert wird. Zusätzlich erfolgt zum Jahresende sowie zum Februar/März eine unterjährige Datenaktualisierung. Die jeweils neuesten Daten in der Zeitreihe ab 1990 sind unter <http://www.erneuerbare-energien.de/die-themen/datenservice/zeitreihen-entwicklung-ab-1990/> abrufbar.

Die Stromerzeugung aus Windenergie onshore entspricht den EEG - Jahresabrechnungen der Übertragungsnetzbetreiber. Sie setzt sich grundsätzlich zusammen aus der eingespeisten, durch die Übertragungsnetzbetreiber vermarkteten EEG-Strommenge und der von Anlagenbetreibern direkt vermarkteten Strommenge.

Tabelle 7: Stromerzeugung aus Windenergie an Land (Onshore)

[GWh]	2012
Windenergie an Land	49.948

Quelle: AGEE-Stat, Datenstand Juli 2013. Aktualisierungen der Datenbasis erfolgen jeweils im Dezember und Februar/März und sind unter <http://www.erneuerbare-energien.de/die-themen/datenservice/zeitreihen-entwicklung-ab-1990/> abrufbar.

Substitutionsfaktoren

Die Substitutionsfaktoren für Windenergie wurden mithilfe einer ex-post-Simulation von Fraunhofer ISI ermittelt (ISI, 2013). Die allgemeine Methodik wird in Kapitel 4.2.3 beschrieben. Aktuell liegen die gemittelten Substitutionsfaktoren der Stromerzeugung im Jahr 2011 vor (vgl. Tabelle 8). Diese werden vorläufig fortgeschrieben, bis die nächste ex post- Untersuchung für die Jahre 2012 und 2013 abgeschlossen ist.

Entscheidend bei Wind ist das stark fluktuierende Einspeiseprofil in Abhängigkeit von den Wetterbedingungen. Bei den derzeitigen Brennstoffpreisrelationen Steinkohle und Gas ersetzt Windkraft hauptsächlich Steinkohlekraftwerke und in geringerem Umfang auch Erdgaskraftwerke. Aufgrund der Stellung in der deutschen und europäischen Merit Order wird Braunkohlestrom hingegen nur verdrängt, wenn eine hohe Einspeisung erneuerbarer Energien auf eine geringe Stromnachfrage trifft und gleichzeitig alle Kapazitäten zum Stromexport ausgeschöpft sind.

In der Emissionsbilanz (s.u.) werden zusätzlich auftretende Emissionen durch die in gewissem Umfang erforderliche Vorhaltung konventioneller Kapazitäten zur Ausregelung auftretender Prognosefehler mit einem pauschalen Abschlag von 7 % berücksichtigt. Darin drückt sich aus, dass die regelbaren Kraftwerke vermehrt im Teillastbereich gefahren werden, was mit entsprechenden Wirkungsgradverlusten und Emissionen einhergeht (vgl. (Roth, et al., 2005), (Wagner, et al., 2004)). Eine aktuelle Untersuchung im Auftrag von VGB Powertech e.V. kommt allerdings zu dem Ergebnis, dass sich der mittlere Jahreswirkungsgrad von Steinkohle- und GuD-Erdgaskraftwerken im Jahr 2023 um lediglich ca. 2 bis 3 Prozent verringern wird (Ziems, et al., 2012). Aus Gründen einer konservativen Vorgehensweise wird gleichwohl an den 7% festgehalten.

Tabelle 8: Substitutionsfaktoren der Stromerzeugung aus Windenergie onshore

[%]	Braunkohle	Steinkohle	Gas	Öl
Windenergie onshore	3,29	80,14	16,58	0,00

Quelle: (ISI, 2013)

Emissionsfaktoren

Die Emissionsfaktoren für Windenergie onshore basieren auf der Ökobilanzdatenbank GEMIS 4.8 (vgl. Kap.4.2.5). Grundlage sind die im Rahmen des BMU-Vorhabens LCA-EE durch Fraunhofer IWES aktualisierten Sachbilanzen (vgl. Tabelle 15) (Öko-Institut, 2012).

Als Lebenszyklusphasen können generell die Herstellungsphase bestehend aus Rohstoffabbau und -aufbereitung, der Produktion der Einzelkomponenten und der Errichtung, der Betrieb und der Rückbau (Recycling) der Windenergieanlage unterschieden werden. Die letzte Phase der Entsorgung ist vernachlässigbar und wird nicht betrachtet.

In der Analyse werden nur die Emissionen auf der Herstellungsseite (aus den Vorketten) berücksichtigt, die in Materialaufwendungen in Form von Beton, Stahl, Kunststoff, Eisen-Guss, Kupfer und Aluminium begründet sind. Die Errichtung und der Betrieb einer WEA verursachen im Vergleich dazu verhältnismäßig geringe Emissionen.

Die Hauptsysteme einer WEA sind Rotor, Gondel, Turm und Fundament. Der Rotor als Kern der Anlage besteht aus einer typischen Rotornabe aus je zur Hälfte Eisen- und Stahlguss sowie den daran befestigten Rotorblättern aus glasfaserverstärktem Kunststoff. Neben dem Turm ist der Rotordurchmesser entscheidend für die Bilanzierung, da er das Gewicht des Rotors bestimmt.

Zur Bilanzierung der Onshore-Windenergienutzung wird der u. a. im Rahmen des Fraunhofer IWES-Fachgutachtens abgeleitete Datensatz „Bestandsanlagen“ verwendet, der alle zum 31.12.2011 in Betrieb befindliche Windkraftanlagen und sämtliche Standortkategorien (Küste, Norddeutsche Tiefebene, Mittelgebirge) abbildet.

Tabelle 9: Eingangsparameter der betrachteten Referenz-Windkraftanlagen

	Einheit	Bestandsanlagen Onshore	Bestandsanlagen Offshore
Nennleistung	kW	1.300	3.000
Nabenhöhe	m	75	80
Rotordurchmesser	m	61	105
Flächeninanspruchnahme	m ²	1.820	
Volllaststunden	h/a	1.600	3.000
technische Lebensdauer	a	20	25

Quelle: (Fraunhofer IWES, 2012), GEMIS 4.8 (IINAS, 2013)

Tabelle 10: Emissionsfaktoren der Stromerzeugung aus Windenergie an Land (Onshore)

[g/kWh _{el}]	THP CO ₂ -Äq.	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	VP SO ₂ -Äq.	SO ₂	NO _x	Staub	CO	NMVOC
Bestandsanlagen	9,776	8,087	0,030	0,000	0,027	0,013	0,020	0,009	0,121	0,002

Quelle: GEMIS 4.8 (IINAS, 2013), (Öko-Institut, 2012), (Fraunhofer IWES, 2012)

Die Emissionsfaktoren der verdrängten fossilen Stromerzeugung wurde auf Basis des Nationalen Emissionsinventars abgeleitet und durch die entsprechenden Vorketten der Brennstoffgewinnung und -bereitstellung aus GEMIS 4.8 ergänzt (vgl. Kap. 4.2.2, 4.2.5)

Tabelle 11: Emissionsfaktoren für die Stromerzeugung aus fossilen Energien

[g/kWh _{el}]	THP CO ₂ -Äq.	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	VP SO ₂ -Äq.	SO ₂	NO _x	Staub	CO	NMVOC
Braunkohle	1080,1	1069,2	0,030	0,033	1,087	0,603	0,696	0,032	0,562	0,013
Steinkohle	922,9	841,8	3,110	0,011	0,853	0,467	0,552	0,032	0,111	0,028
Gas	445,6	416,6	1,226	0,010	0,391	0,015	0,541	0,072	0,370	0,067
Öl	789,5	779,5	0,206	0,013	1,518	0,912	0,871	0,080	0,305	0,150

Quelle: (UBA, 2013), GEMIS 4.8 (IINAS, 2013)

Emissionsbilanz

Die Netto-Emissionsbilanz der Stromerzeugung aus Windenergie an Land errechnet sich aus den oben angegebenen Einzelgrößen. Die allgemeine Methodik wird in Kapitel 4.1.1 beschrieben. Die resultierenden Bilanzergebnisse sind in Tabelle 12 dargestellt.

Von allen erneuerbaren Energieträgern liefert die Windenergie den größten Beitrag zum Klimaschutz. Durch die Stromerzeugung aus Windkraft wurden Treibhausgase in Höhe von ca. 35 Mio. t CO₂-Äq. vermieden. Der spezifische Vermeidungsfaktor beträgt ca. 780 g CO₂-Äq./ kWh_{el}. Durch den emissionsfreien Anlagenbetrieb trägt der Ausbau der Windenergie an Land aber auch zur Reduktion sonstiger Luftschadstoffe bei.

Tabelle 12: Emissionsbilanz der Stromerzeugung aus Windenergie onshore

	Vermiedene Emissionen	Verursachte Emissionen	Emissionsbilanz	Emissionsbilanz (abzügl. 7 % für den Regelleistungsaufwand)	Spezifischer Vermeidungsfaktor
	$E_v = A \cdot SF \cdot EF_{\text{fossil}}$	$E_u = A \cdot EF_{\text{fee}}$	$EB = E_v - E_u$		EB/A
	[t]	[t]	[t]	[t]	[g/kWh]
THP (CO ₂ -Äq.)	42.403.987	437.572	41.966.416	39.028.767	781,39
CO ₂	38.898.407	403.934	38.494.473	35.799.860	716,74
CH ₄	134.679	1.477	133.202	123.878	2,48

N ₂ O	587	8	578	538	0,01
VP (SO ₂ -Äq.)	39.186	1359,00	37827,47	35.179,55	0,70
SO ₂	19.819	662,96	19156,21	17.815,27	0,36
NO _x	27.726	1000,06	26726,25	24.855,41	0,50
Staub	1.945	467,55	1477,80	1.374,36	0,03
CO	8.423	6038,21	2384,97	2.218,02	0,04
NM VOC	1.710	83,22	1627,04	1.513,15	0,03

Quelle: Eigene Berechnung

5.1.3 Windenergie auf See (Offshore)

Seit dem 12. August 2009 speisen neben den Anlagen auf Land die ersten Offshore-Windenergieanlagen Strom in das deutsche Versorgungsnetz ein. Zum Jahresende 2012 waren insgesamt 76 Anlagen mit einer elektrischen Gesamtleistung von etwa 320 MW installiert (DEWI GmbH, 2013). Zahlreiche weitere Offshore-Windparks befinden sich derzeit in Planung bzw. im Bau.

Aktivitätsrate

Die Angabe zur Stromerzeugung aus Offshore-Windenergie wird von der Arbeitsgruppe Erneuerbare-Energien-Statistik (AGEE-Stat) übernommen (vgl. Kap. 4.2.1). Der in Tabelle 13 angegebene Datenstand entspricht der BMU-Publikation „Erneuerbare Energie in Zahlen – Nationale und internationale Entwicklung“, die jährlich im August/September publiziert wird. Zusätzlich erfolgt zum Jahresende sowie zum Februar/März eine unterjährig Datenaktualisierung. Die jeweils neuesten Daten in der Zeitreihe ab 1990 sind unter <http://www.erneuerbare-energien.de/die-themen/datenservice/zeitreihen-entwicklung-ab-1990/> abrufbar.

Die Stromerzeugung aus Windenergie auf See (offshore) entspricht den EEG - Jahresendabrechnungen der Übertragungsnetzbetreiber. Sie setzt sich grundsätzlich zusammen aus der eingespeisten und von den Übertragungsnetzbetreibern vermarkteten EEG-Strommengen und dem direkt vermarkteten Strom.

Tabelle 13: Stromerzeugung aus Windenergie auf See (Offshore)

[GWh]	2012
Windenergie auf See	722

Quelle: AGEE-Stat, Datenstand Juli 2013. Aktualisierungen der Datenbasis erfolgen jeweils im Dezember und Februar/März und sind unter <http://www.erneuerbare-energien.de/die-themen/datenservice/zeitreihen-entwicklung-ab-1990/> abrufbar.

Substitutionsfaktoren

Die Substitutionsfaktoren für Windenergie werden mithilfe einer ex-post-Simulation von Fraunhofer ISI ermittelt (ISI, 2013). Die allgemeine Methodik wird in Kapitel 4.2.3 beschrieben. Aktuell liegen die gemittelten Substitutionsfaktoren der Stromerzeugung im Jahr 2011 vor (vgl. Tabelle 14). Diese werden vorläufig fortgeschrieben, bis die nächste ex post- Untersuchung für die Jahre 2012 und 2013 abgeschlossen ist.

Entscheidend bei Wind ist das stark fluktuierende Einspeiseprofil in Abhängigkeit von den Wetterbedingungen. Bei den derzeitigen Brennstoffpreisrelationen ersetzt Windkraft hauptsächlich Steinkohlekraftwerke und – aufgrund der deutlich höheren Volllaststunden in etwas höherem Umfang als bei onshore-Wind – auch Erdgaskraftwerke. Aufgrund der

Stellung in der deutschen und europäischen Merit Order wird Braunkohlestrom hingegen nur verdrängt, wenn eine hohe Einspeisung erneuerbarer Energien auf eine geringe Stromnachfrage trifft und gleichzeitig die Netzkapazitäten zum Stromexport ausgeschöpft sind.

In der Emissionsbilanz (s.u.) werden zusätzlich auftretende Emissionen durch die in gewissem Umfang erforderliche Vorhaltung konventioneller Kapazitäten zur Ausregelung auftretender Prognosefehler mit einem pauschalen Abschlag von 7 % berücksichtigt. Darin drückt sich aus, dass die regelbaren Kraftwerke vermehrt im Teillastbereich gefahren werden, was mit entsprechenden Wirkungsgradverlusten und Emissionen einhergeht (vgl. (Roth, et al., 2005), (Wagner, et al., 2004)). Eine aktuelle Untersuchung im Auftrag von VGB Powertech e.V. kommt allerdings zu dem Ergebnis, dass sich der mittlere Jahreswirkungsgrad von Steinkohle- und GuD-Erdgaskraftwerken im Jahr 2023 um lediglich ca. 2 bis 3 Prozent verringern wird (Ziems, et al., 2012). Aus Gründen einer konservativen Vorgehensweise wird gleichwohl an den 7 % festgehalten.

Tabelle 14: Substitutionsfaktoren der Stromerzeugung aus Windenergie offshore

[%]	Braunkohle	Steinkohle	Gas	Öl
Windenergie offshore	2,58	73,40	24,01	0,00

Quelle: (ISI, 2013)

Emissionsfaktoren

Die Ökobilanz einer Offshore-Windenergieanlage unterscheidet sich grundsätzlich nicht wesentlich von der einer Windenergieanlage an Land (vgl. Kapitel 0). Zusätzliche Relevanz haben jedoch der hohe Materialeinsatz (i.d.R. Stahl und Beton) für die Gründung sowie die höheren energetischen Aufwendungen für Instandhaltung und Wartung der Anlage (Lohmann, et al., 2012).

Die verwendeten Emissionsfaktoren für Offshore-Windenergie basieren auf der Ökobilanzdatenbank GEMIS 4.8. Grundlage sind die im Rahmen des BMU-Vorhabens LCA-EE durch (Fraunhofer IWES, 2012) aktualisierten Sachbilanzen für eine Offshore-Windenergieanlage (Öko-Institut, 2012). Die Verkabelungen innerhalb des Offshore-Windparks, die Umspannstation sowie die Anbindung an das Festland sind in diesem Datensatz jedoch nicht berücksichtigt worden.

Tabelle 15: Emissionsfaktoren der Stromerzeugung aus Windenergie auf See (Offshore)

[g/kWh _{el}]	THP CO ₂ -Äq.	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	VP SO ₂ -Äq.	SO ₂	NO _x	Staub	CO	NM VOC
Offshore Anlagen	4,422	3,928	0,016	0,000	0,013	0,007	0,009	0,005	0,069	0,001

Quelle: GEMIS 4.8 (IINAS, 2013), (Öko-Institut, 2012), (Fraunhofer IWES, 2012)

Die Emissionsfaktoren der verdrängten fossilen Stromerzeugung wurde auf Basis des Nationalen Emissionsinventars abgeleitet und durch die entsprechenden Vorketten der Brennstoffgewinnung und –bereitstellung aus GEMIS 4.8 ergänzt (vgl. Kapitel 4.2.2, 4.2.5)

Tabelle 16: Emissionsfaktoren der Stromerzeugung aus fossilen Energien

[g/kWh _{el}]	THP CO ₂ -Äq.	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	VP SO ₂ -Äq.	SO ₂	NO _x	Staub	CO	NMVOC
Braunkohle	1080,1	1069,2	0,030	0,033	1,087	0,603	0,696	0,032	0,562	0,013
Steinkohle	922,9	841,8	3,110	0,011	0,853	0,467	0,552	0,032	0,111	0,028
Gas	445,6	416,6	1,226	0,010	0,391	0,015	0,541	0,072	0,370	0,067
Öl	789,5	779,5	0,206	0,013	1,518	0,912	0,871	0,080	0,305	0,150

Quelle: (UBA, 2013), GEMIS 4.8 (IINAS, 2013)

Emissionsbilanz

Die Netto-Emissionsbilanz der Stromerzeugung aus Windenergie offshore errechnet sich aus den oben angegebenen Einzelgrößen. Die allgemeine Methodik wird in Kapitel 4.1.1 beschrieben. Die resultierenden Bilanzergebnisse sind in Tabelle 17 dargestellt.

Die Stromerzeugung der deutschen Offshore-Windparks vermied Treibhausgasemissionen in Höhe von ca. 0,5 Mio. t CO₂-Äq. Der spezifische Vermeidungsfaktor liegt aufgrund der höheren Substitution von Erdgasstrom etwas geringer als bei Onshore-Wind bei ca. 750 g CO₂-Äq./kWh_{el}. Durch den emissionsfreien Betrieb der Anlagen werden darüber hinaus auch sonstige Luftschadstoffe vermieden.

Tabelle 17: Emissionsbilanz der Stromerzeugung aus Windenergie offshore

	Vermiedene Emissionen	Verursachte Emissionen	Emissionsbilanz	Emissionsbilanz (abzügl. 7 % für den Regenergieaufwand)	Spezifischer Vermeidungsfaktor
	$Ev = A * SF * EF_{\text{fossil}}$	$Eu = A * EF_{\text{ee}}$	$EB = Ev - Eu$		EB/A
	[t]	[t]	[t]	[t]	[g/kWh]
THP (CO ₂ -Äq.)	586.519	3.193	583.326	542.493	751,38
CO ₂	538.293	2.836	535.457	497.975	689,72
CH ₄	1.861	12	1.850	1.720	2,38
N ₂ O	8	0	8	8	0,01
VP (SO ₂ -Äq.)	540	9,32	531,12	493,94	0,68
SO ₂	261	4,80	256,69	238,72	0,33
NO _x	399	6,42	393,04	365,53	0,51
Staub	30	3,52	26,73	24,86	0,03
CO	133	49,69	83,67	77,81	0,11
NMVOC	27	0,49	26,40	24,55	0,03

Quelle: Eigene Berechnungen

5.1.4 Wasserkraft

Wasserkraftanlagen nutzen die kinetische und potentielle Energie des Wassers, heute (in Deutschland) fast ausschließlich zur Stromerzeugung. Es werden drei Anlagentypen un-

terschieden: Laufwasserkraftwerke, Speicherkraftwerke und Pumpspeicherkraftwerke. Die Größe der in Deutschland installierten Wasserkraftanlagen variiert stark, von weniger als 1 Kilowatt elektrische Leistung bis hin zu 100 Megawatt. Art, Größe, Ausnutzung und Effizienz der Wasserkraftanlagen stehen im engen Kontext zum Wasserdurchfluss und zur Fallhöhe und beeinflussen wesentlich Baukörper, Turbinenform sowie auch die Höhe der (vorgelagerten) Emissionen der Wasserkraftnutzung.

Insgesamt sind in Deutschland schätzungsweise 7.500 Wasserkraftanlagen mit einer elektrischen Gesamtleistung von knapp 4.500 Megawatt (ohne Pumpspeicherkraftwerke) in Betrieb, vornehmlich an den großen Flussläufen in der Mitte und im Süden Deutschlands (AGEE-Stat, 2013). Ungefähr 60 Prozent der elektrischen Gesamtleistung waren in Anlagen über 10 Megawatt, ca. 25 Prozent in Anlagen zwischen 1-10 Megawatt und etwa 15 Prozent in Anlagen kleiner 1 Megawatt installiert. Der im Vergleich zu den anderen erneuerbaren Energieträgern seit 1990 relativ geringe Nettoleistungszuwachs von knapp 1.300 Megawatt (ohne Pumpspeicherkraftwerke) erfolgte vornehmlich im Zuge einer Standortreaktivierung bzw. Anlagenmodernisierung und steht auch im Kontext zu den begrenzten Ausbaupotenzialen und konkurrierenden Nutzungsansprüchen, z. B. der Verbesserung des ökologischen Zustandes der Fließgewässer.

Aktivitätsrate

Die Angabe zur Stromerzeugung aus Wasserkraft wird von der Arbeitsgruppe Erneuerbare-Energien-Statistik (AGEE-Stat) übernommen (vgl. Kap. 4.2.1). Der in Tabelle 18 angegebene Datenstand entspricht der BMU-Publikation „Erneuerbare Energie in Zahlen – Nationale und internationale Entwicklung“, die jährlich im August/September publiziert wird. Zusätzlich erfolgt zum Jahresende sowie zum Februar/März eine unterjährigere Datenaktualisierung. Die jeweils neuesten Daten in der Zeitreihe ab 1990 sind unter <http://www.erneuerbare-energien.de/die-themen/datenservice/zeitreihen-entwicklung-ab-1990/> abrufbar.

Die Stromerzeugung aus Wasserkraft setzt sich zusammen aus der Brutto-Stromerzeugung in Kraftwerken der öffentlichen Versorgung sowie in den Kraftwerken der Industrie. Hinzu kommt noch die Stromeinspeisung aus Anlagen „dritter“ Betreiber, die energiestatistisch lediglich über die Erhebung bei den Netzbetreibern erfasst werden.

Tabelle 18: Stromerzeugung aus Wasserkraft

[GWh]	2012
Wasserkraft	21.793

Quelle: AGEE-Stat, Datenstand Juli 2013. Aktualisierungen der Datenbasis erfolgen jeweils im Dezember und Februar/März und sind unter <http://www.erneuerbare-energien.de/die-themen/datenservice/zeitreihen-entwicklung-ab-1990/> abrufbar.

Substitutionsfaktoren

Die Substitutionsfaktoren für Wasserkraft werden mithilfe einer ex-post-Simulation von Fraunhofer ISI ermittelt (ISI, 2013). Die allgemeine Methodik wird in Kapitel 4.2.3 beschrieben. Aktuell liegen die gemittelten Substitutionsfaktoren der Stromerzeugung im Jahr 2011 vor (vgl. Tabelle 19). Diese werden vorläufig fortgeschrieben, bis die nächste ex post- Untersuchung für die Jahre 2012 und 2013 abgeschlossen ist.

Entscheidend bei Wasserkraft ist das gleichmäßige Einspeiseprofil mit saisonalen Unterschieden. Bei den derzeitigen Brennstoffpreisrelationen ersetzt Windkraft hauptsächlich Steinkohlekraftwerke und – aufgrund der deutlich höheren Volllaststunden in etwas hö-

herem Umfang als bei onshore-Wind – auch Erdgaskraftwerke. Aufgrund der Stellung in der deutschen und europäischen Merit Order wird Braunkohlestrom hingegen nur verdrängt, wenn eine hohe Einspeisung erneuerbarer Energien auf eine geringe Stromnachfrage trifft und gleichzeitig die Netzkapazitäten zum Stromexport ausgeschöpft sind.

Tabelle 19: Substitutionsfaktoren der Stromerzeugung aus Wasserkraft

[%]	Braunkohle	Steinkohle	Gas	Öl
Wasserkraft	2,78	75,70	21,52	0,00

Quelle: (ISI, 2013)

Emissionsfaktoren

Die Emissionsfaktoren für Wasserkraft basieren auf der Ökobilanzdatenbank GEMIS 4.8. Grundlage sind die im Rahmen des BMU-Vorhabens LCA-EE von (ESU, 2012) aktualisierten Sachbilanzen (Öko-Institut, 2012).

Tabelle 20: Emissionsfaktoren der Stromerzeugung aus Wasserkraft

[g/kWh _{el}]	THP CO ₂ -Äq.	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	VP SO ₂ -Äq.	SO ₂	NO _x	Staub	CO	NMVOC
Wasserkraft (alt)	4,478	3,402	0,050	0,000	0,014	0,005	0,013	0,041	0,012	0,002
Wasser-KW-klein-DE-2010-st.-alone	6,292	5,943	0,011	0,000	0,020	0,007	0,018	0,004	0,028	0,001
Wasser-KW-klein-DE-2010-integriert	1,948	1,811	0,005	0,000	0,005	0,002	0,005	0,001	0,012	0,001
Wasser-KW-groß-DE-2010 (update)	2,703	2,588	0,004	0,000	0,007	0,001	0,007	0,002	0,014	0,0002

Quelle: GEMIS 4.8 (IINAS, 2013), (Öko-Institut, 2012), (ESU, 2012)

Die Emissionsfaktoren der verdrängten fossilen Stromerzeugung wurde auf Basis des Nationalen Emissionsinventars abgeleitet und durch die entsprechenden Vorketten der Brennstoffgewinnung und –bereitstellung aus GEMIS 4.8 ergänzt (vgl. Kapitel 4.2.2, 4.2.5).

Tabelle 21: Emissionsfaktoren der Stromerzeugung aus fossilen Energien

[g/kWh _{el}]	THP CO ₂ -Äq.	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	VP SO ₂ -Äq.	SO ₂	NO _x	Staub	CO	NMVOC
Braunkohle	1080,1	1069,2	0,030	0,033	1,087	0,603	0,696	0,032	0,562	0,013
Steinkohle	922,9	841,8	3,110	0,011	0,853	0,467	0,552	0,032	0,111	0,028
Gas	445,6	416,6	1,226	0,010	0,391	0,015	0,541	0,072	0,370	0,067
Öl	789,5	779,5	0,206	0,013	1,518	0,912	0,871	0,080	0,305	0,150

Quelle: (UBA, 2013), GEMIS 4.8 (IINAS, 2013)

Emissionsbilanz

Die Netto-Emissionsbilanz der Stromerzeugung aus Wasserkraft errechnet sich aus den oben angegebenen Einzelgrößen. Die allgemeine Methodik wird in Kapitel 4.1.1 beschrieben. Die resultierenden Bilanzergebnisse sind in Tabelle 22 dargestellt.

Mit vermiedenen Treibhausgasemissionen von ca. 18 Mio. t CO₂-Äq. leistet Wasserkraft einen nennenswerten Beitrag zum Klimaschutz. Der spezifische Vermeidungsfaktor liegt mit ca. 822 g CO₂-Äq./kWh_{el} deutlich über dem aller anderen erneuerbaren Stromerzeugungstechnologien.

Aufgrund des emissionsfreien Anlagenbetriebs trägt Wasserkraft darüber hinaus zu einer Reduktion der sonstigen Luftschadstoffe bei.

Tabelle 22: Emissionsbilanz der Stromerzeugung aus Wasserkraft

	Vermiedene Emissionen	Verursachte Emissionen	Emissionsbilanz	Spezifischer Vermeidungsfaktor
	$Ev = A * SF * EF_{fossil}$	$Eu = A * EF_{ee}$	Ev-Eu	EB/A
	[t]	[t]	[t]	[g/kWh]
THP (CO ₂ -Äq.)	17.969.925	58.571	17.911.354	821,89
CO ₂	16.488.939	56.410	16.432.529	754,03
CH ₄	57.071	85	56.986	2,61
N ₂ O	253	1	251	0,01
VP (SO ₂ -Äq.)	16.574	144	16.430	0,75
SO ₂	8.145	32	8.113	0,37
NO _x	12.070	161	11.909	0,55
Staub	891	35	857	0,04
CO	3.904	310	3.595	0,16
NM VOC	790	4	785	0,04

Quelle: Eigene Berechnung

5.1.5 Geothermische Stromerzeugung

Für die geothermische Stromerzeugung geeignete Standorte finden sich in Deutschland vor allem im Norddeutschen Becken, im Oberrheingraben sowie im Süddeutschen Molassebecken. Die für die Nutzung von Erdwärme zur Stromerzeugung in Deutschland grundsätzlich vorliegenden Reservoirtypen werden je nach Art der Untergrundbeschaffenheit (Gestein, Tiefenwasservorkommen) in Störungszonen, hydrothermale Reservoirs oder petrothermale Lagerstätten unterschieden. In Deutschland beträgt der geothermische Gradient (dies ist der Wert, der angibt wie schnell die Erdtemperatur mit der Tiefe zunimmt) im Mittel ca. 3 K je 100 m Bohrtiefe (im Oberrheingraben ca. 4 K je 100 m Bohrtiefe), so dass für die Stromerzeugung nutzbare Temperaturniveaus in der Regel ab Tiefen von 3.000 m anzutreffen sind (GZB, 2012).

Trotz großer ökologisch-technischer Potenziale entwickelt sich die geothermische Stromerzeugung in Deutschland nur langsam (UBA 2010: Energieziel 2050: 100% Strom aus erneuerbaren Quellen, Thomas Klaus, Carla Vollmer, Kathrin Werner, Harry Lehmann,

Klaus Müschen). Insbesondere ist derzeit kein petrothermales Geothermie-Kraftwerk im Betrieb.

Aufgrund der Temperaturverhältnisse werden Anlagen zur Stromerzeugung mit einem Sekundärkreislauf (Organic Rankine Cycle – ORC, oder Kalina-Cycle) eingesetzt. Für einen wirtschaftlichen Anlagenbetrieb sind Bedingungen bezüglich:

- der Reservoirtemperatur,
- der Mächtigkeit bzw. Ausdehnung des Reservoirs sowie
- der Förderrate (Fließrate)

zu beachten.

Aktivitätsrate

Die Angabe zur Stromerzeugung aus Geothermie wird von der Arbeitsgruppe Erneuerbare-Energien-Statistik (AGEE-Stat) übernommen (vgl. Kap. 4.2.1). Der in Tabelle 23 angegebene Datenstand entspricht der BMU-Publikation „Erneuerbare Energie in Zahlen – Nationale und internationale Entwicklung“, die jährlich im August/September publiziert wird. Zusätzlich erfolgt zum Jahresende sowie zum Februar/März eine unterjährige Datenaktualisierung. Die jeweils neuesten Daten in der Zeitreihe ab 1990 sind unter <http://www.erneuerbare-energien.de/die-themen/datenservice/zeitreihen-entwicklung-ab-1990/> abrufbar.

Zeitnahe Angaben zur Stromerzeugung aus Geothermie werden durch die AGEE-Stat über Betreiberbefragungen gewonnen. Die Angaben werden nachträglich verifiziert durch die EEG-Jahresabrechnungen der Übertragungsnetzbetreiber und die Erhebungen der amtlichen Energiestatistik über die Elektrizitäts- und Wärmeherzeugung der Stromerzeugungsanlagen für die Allgemeine Versorgung (bei Anlagen ab 1 MW_{el}) bzw. über die Stromeinspeisung bei Netzbetreibern (bei Anlagen kleiner 1 MW_{el}).

Tabelle 23: Stromerzeugung aus Geothermie

[GWh]	2012
Geothermie	25,4

Quelle: AGEE-Stat, Datenstand Juli 2013. Aktualisierungen der Datenbasis erfolgen jeweils im Dezember und Februar/März und sind unter <http://www.erneuerbare-energien.de/die-themen/datenservice/zeitreihen-entwicklung-ab-1990/> abrufbar.

Substitutionsfaktoren

Die Substitutionsfaktoren für die Stromerzeugung Geothermie werden mithilfe einer ex-post-Simulation von Fraunhofer ISI ermittelt (ISI, 2013). Die allgemeine Methodik wird in Kapitel 4.2.3 beschrieben. Aktuell liegen gemittelte Substitutionsfaktoren der geothermischen Stromerzeugung für das Jahr 2011 vor (vgl. Tabelle 24). Unter der Annahme weitgehend unveränderter Bedingungen werden diese vorläufig fortgeschrieben, bis die nächste ex-post-Untersuchung für die Jahre 2012 und 2013 abgeschlossen ist.

Bei den derzeitigen Brennstoffpreisrelationen ersetzt Geothermiestrom hauptsächlich Steinkohlekraftwerke und in geringerem Umfang auch Erdgaskraftwerke. Braunkohlestrom wird aufgrund seiner Stellung in der deutschen und europäischen Merit Order hingegen nur dann verdrängt, wenn eine hohe Einspeisung erneuerbarer Energien auf eine geringe Stromnachfrage trifft und gleichzeitig die Netzkapazitäten zum Stromexport ausgeschöpft sind.

Tabelle 24: Substitutionsfaktoren der geothermischen Stromerzeugung

[%]	Braunkohle	Steinkohle	Gas	Öl
Geothermie	2,8	75,7	21,5	0,0

Quelle: (ISI, 2013)

Emissionsfaktoren

Aktuelle Emissionsfaktoren der geothermischen Stromerzeugung wurden zuletzt durch das (Öko-Institut, 2012) auf Basis einer aktuellen, umfassenden Sachbilanz des Internationalen Geothermiezentrums Bochums (GZB, 2012) berechnet.

Die gegenwärtig installierte elektrische Leistung geothermischer Kraftwerke befindet sich entweder im Oberrheingraben oder im Süddeutschen Molassebecken. Für die folgenden Betrachtungen wird ein entsprechendes Kraftwerk mit einer Thermalwassertemperatur von 150°C zugrunde gelegt. Dies korrespondiert mit einer Netto-Leistung von ca. 1,4 MW_{el} im Oberrheingraben bzw. ca. 2,3 MW_{el} im Süddeutschen Molassebecken. Weitere Parameter sind in (GZB, 2012) dokumentiert.

Tabelle 25: Basisannahmen des verwendeten Ökobilanz-Datensatzes für die geothermische Stromerzeugung

Parameter	Einheit	Oberrheingraben	Süddeutsches Molassebecken
Mittlere Außentemperatur	°C	10,2	6,8
Vor- und Rücklauftemperatur Thermalwasser	°C	150 / 70	150 / 70
Massenstrom Thermalwasser	kg / s	47	76
Tiefe	m	3.160	4.300
Technische Lebensdauer	a	30	30
Elektrischer Systemwirkungsgrad (Netzanschlussleistung netto / geotherm. Input)	%	5,2	5,2
Elektrische Netzanschlussleistung brutto / netto	kW _{el}	2.174 / 1.367	3.583 / 2.269
Volllaststunden el.	h / a	7.500	7.500

Quelle: (Öko-Institut, 2012), (GZB, 2012)

Folgende Lebenszyklusphasen können unterschieden werden:

- die Errichtungsphase bestehend aus der Bohrung, dem Bohrungsausbau (u.a. Zementation und Verrohrung) und dem Bau der obertägigen Anlagen (u.a. Kraftwerk und Kühlturm),
- der Betrieb der geothermischen Anlage (u.a. Eigenverbrauch, Arbeitsmittelverluste) und
- der Rückbau.

Während in der Errichtungsphase neben Materialaufwendungen in Form von Beton und Stahl vor allem der Antrieb der Bohranlage zu Buche schlägt, wird die Ökobilanz während des Betriebes dominiert durch den erheblichen Eigenstromverbrauch für den Thermalwasser-, Konversions- und Kühlkreislauf. Letzterer ist abhängig von der Förderrate und der Produktivität des Reservoirs, von dem Konversionsprozess, der Anlagengröße und einer eventuellen Wärmeauskopplung sowie von der Kühltechnologie. In dem hier be-

trachteten Referenzfall summieren sich diese Eigenverbräuche auf ca. 37 Prozent der Bruttostromerzeugung (GZB, 2012). Aufgrund der spezifischen Anreize des EEG zur Brutto-Einspeisung wird im vorliegenden Bericht unterstellt, dass der Eigenstromverbrauch aus dem Netz bezogen wird.

Tabelle 26: Emissionsfaktoren der geothermischen Stromerzeugung

[g/kWh]	THP CO ₂ -Äq.	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	VP SO ₂ -Äq.	SO ₂	NO _x	Staub	CO	NMVOC
GEMIS 4.8: Geothermie-KWK- SMB-DE-2010	218,2	208,4	0,279	0,009	0,303	0,124	0,220	0,019	0,213	0,011

Quelle: GEMIS 4.8 (IINAS, 2013), (Öko-Institut, 2012), (GZB, 2012)

Die Emissionsfaktoren der verdrängten fossilen Stromerzeugung wurde auf Basis des Nationalen Emissionsinventars abgeleitet und durch die entsprechenden Vorketten der Brennstoffgewinnung und –bereitstellung aus GEMIS 4.8 ergänzt (vgl. Kap. 4.2.2, 4.2.5).

Tabelle 27: Emissionsfaktoren für die Stromerzeugung aus fossilen Energien

	THP CO ₂ -Äq.	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	VP SO ₂ -Äq.	SO ₂	NO _x	Staub	CO	NMVOC
BrK	1080,1	1069,2	0,030	0,033	1,087	0,603	0,696	0,032	0,562	0,013
StK	922,9	841,8	3,110	0,011	0,853	0,467	0,552	0,032	0,111	0,028
Gas	445,6	416,6	1,226	0,010	0,391	0,015	0,541	0,072	0,370	0,067
Öl	789,5	779,5	0,206	0,013	1,518	0,912	0,871	0,080	0,305	0,150

Quelle: (UBA, 2013), GEMIS 4.8 (IINAS, 2013)

Emissionsbilanz

Die Netto-Emissionsbilanz der geothermischen Stromerzeugung errechnet sich aus den oben angegebenen Einzelgrößen. Die allgemeine Methodik wird in Kapitel 4.1.1 beschrieben.

In Hinblick auf die Wirkungskategorie Treibhausgaseffekt wurden durch die geothermische Stromerzeugung Treibhausgasemissionen in Höhe von ca. 13.000 t CO_{2eq.} vermieden. Der spezifische Vermeidungsfaktor beträgt 513 g / kWh_{el} bezogen auf die Brutto-Einspeisung in das öffentliche Stromnetz. Die im Vergleich zu anderen erneuerbaren Stromerzeugungsoptionen geringe spezifische Vermeidung ist im Wesentlichen auf den hohen Eigenstromverbrauch für den Thermalwasser-, Konversions- und Kühlkreislauf zurückzuführen.

Auch zur Vermeidung von anderen, traditionellen Luftschadstoffemissionen leistet die Geothermie über den Gesamtlebenszyklus einen positiven Beitrag, da sie zumindest nach Abschluss der Bohr- und Bauphase einen lokal annähernd emissionsfreien Betrieb aufweist.

Tabelle 28: Emissionsbilanz der geothermischen Stromerzeugung

	Vermiedene Emissionen	Verursachte Emissionen	Emissionsbilanz (Netto)	Spezifischer Vermeidungs-faktor
	$E_v = A \cdot SF \cdot EF_{\text{fossil}}$	$E_u = A \cdot EF_{\text{fee}}$	$EB = E_v - E_u$	EB / A
	[t]	[t]	[t]	[g/kWh]
THP (CO ₂ -Äq.)	20.944	5.516	15.428	607,42
CO ₂	19.218	5.293	13.925	548,23
CH ₄	67	7	59	2,34
N ₂ O	0	0	0	0,00
VP (SO ₂ -Äq.)	19	7	12	0,48
SO ₂	9	3	6	0,25
NO _x	14	6	8	0,33
Staub	1	0	1	0,02
CO	5	5	-1	-0,03
NM VOC	1	0	1	0,03

Quelle: Eigene Berechnung

5.1.6 Stromerzeugung aus fester Biomasse

Die Stromerzeugung aus fester Biomasse hat seit Inkrafttreten des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes 2000 stetig zugenommen. Gleichwohl ist in den letzten Jahren ein deutlicher Rückgang der jährlichen Zuwachsrates zu verzeichnen, unter anderem, da die wirtschaftlich mobilisierbaren und nachhaltig verfügbaren Holzressourcen knapp werden.

Die Stromerzeugung aus fester Biomasse kann je nach Erkenntnisinteresse nach verschiedenen Parametern klassifiziert werden, von denen die gängigsten sind:

- Leistungsgröße der (Heiz-)kraftwerke bzw. BHKWs (von 1 kW bis 100 MW)
- Technik zur Energieumwandlung (Dampfturbine, Entnahmekondensationsturbine, ORC, Holzgas-BHKW, Dampfmotor, Stirlingmotor, u.a.)
- Art und Herkunft des eingesetzten Brennstoffs (Altholz Klasse I bis IV, Sägerestholz, Waldrestholz, Landschaftspflegeholz, Pellets, u.a.)
- Immissionschutzrechtliche Genehmigung (TA-Luft, 13. BImSchV, 17. BImSchV)

Aktivitätsrate

Die Angabe zur Stromerzeugung aus fester Biomasse wird von der Arbeitsgruppe Erneuerbare-Energien-Statistik (AGEE-Stat) übernommen (vgl. Kap. 4.2.1). Der in Tabelle 29 angegebene Datenstand entspricht der BMU-Publikation „Erneuerbare Energie in Zahlen – Nationale und internationale Entwicklung“, die jährlich im August/September publiziert wird. Zusätzlich erfolgt zum Jahresende sowie zum Februar/März eine unterjährliche Datenaktualisierung. Die jeweils neuesten Daten in der Zeitreihe ab 1990 sind unter <http://www.erneuerbare-energien.de/die-themen/datenservice/zeitreihen-entwicklung-ab-1990/> abrufbar.

Die Stromerzeugung aus fester Biomasse ergibt sich aus den amtlichen energiestatistischen Erhebungen der statistischen Landesämter. Sie setzt sich zusammen aus der Brutto-Stromerzeugung in Heiz(kraft)werken der öffentlichen Versorgung sowie in den i.d.R. in

Kraft-Wärme-Kopplung betriebenen Kraftwerken der Industrie. Hinzu kommt noch die Stromeinspeisung aus Anlagen „dritter“ Betreiber, die energiestatistisch lediglich über die Erhebung bei den Netzbetreibern erfasst werden. Korrespondierende Brennstoffeinsätze werden durch die AGEE-Stat nicht dargestellt. Hier wird auf die Veröffentlichungen der AG Energiebilanzen verwiesen.

Anders als bei den Energieträgern Biogas und flüssige Biomasse wird gegenwärtig nur ein Teil der Stromerzeugung aus fester Biomasse durch das EEG vergütet. Die Diskrepanz resultiert im Wesentlichen aus der (nur anteilig vergüteten) Erzeugung aus fester Biomasse in Anlagen der Papier- und Zellstoffindustrie > 20 MW_{el}, aus der Mitverbrennung fester Biomasse (einschließlich biogenem Industrieabfall) in Mischfeuerungsanlagen sowie aus zunehmender Direktvermarktung außerhalb des EEG.

Tabelle 29: Stromerzeugung aus fester Biomasse

[GWh]	2012
Feste Biomasse	11.600

Quelle: AGEE-Stat 2013. Datenstand Juli 2013. Aktualisierungen der Datenbasis erfolgen jeweils im Dezember und Februar/März und sind unter <http://www.erneuerbare-energien.de/die-themen/datenservice/zeitreihen-entwicklung-ab-1990/> abrufbar.

Substitutionsfaktoren

Die Substitutionsfaktoren für die Stromerzeugung aus fester Biomasse werden mithilfe einer ex-post-Simulation von Fraunhofer ISI ermittelt (ISI, 2013). Die allgemeine Methodik wird in Kapitel 4.2.3 beschrieben. Aktuell liegen die gemittelten Substitutionsfaktoren der Stromerzeugung im Jahr 2011 vor (vgl. Tabelle 30). Diese werden vorläufig fortgeschrieben, bis die nächste ex post- Untersuchung für die Jahre 2012 und 2013 abgeschlossen ist.

Die auf Dauerbetrieb ausgelegten größeren (Heiz)kraftwerke, auf die das Gros der Stromerzeugung aus fester Biomasse entfällt, weisen im Mittel hohe Volllaststunden von über 6.000 auf. Entsprechend kann von einer im Jahresverlauf nahezu konstanten Einspeisecharakteristik ausgegangen werden, woraus sich die in Tabelle 30 dargestellten Substitutionsfaktoren ergeben.

Tabelle 30: Substitutionsfaktoren der Stromerzeugung aus fester Biomasse

[%]	Braunkohle	Steinkohle	Gas	Öl
Feste Biomasse	2,7	74,5	22,8	0,0

Quelle: (ISI, 2013)

Emissionsfaktoren

Trotz der Vielfalt und technischen Einzigartigkeit der realisierten Biomasse(heiz)kraftwerke in Deutschland sind die eingangs genannten Differenzierungsmerkmale in der Regel nicht unabhängig voneinander. Vielmehr bestehen relativ typische Kombinationen von Leistungsgröße, Kraftwerkstechnik und immissionschutzrechtlichen Anforderungen einerseits sowie dem Einsatz verschiedener Brennstoffe andererseits. Dies wird im Folgenden genutzt um wenige idealtypische Referenzfälle (vgl. Tabelle 31) abzuleiten und diesen einen geschätzten Anteil der Stromerzeugung aus fester Biomasse zuzuordnen.

Die Grundlagen hierfür wurden auf einem im Sommer 2011 gemeinsam von UBA, BMU, AGEE-Stat und dem Deutschen Biomasseforschungszentrum durchgeführten Workshop erarbeitet (UBA, et al., 2012). Aufbauend hierauf wurden die technischen Kenndaten der Referenzfälle als Expertenschätzung festgelegt. Die Aufteilung des Primärenergieeinsatzes bei KWK-Anlagen auf Strom und Wärme entsprechend der Finnischen Methode wurde unmittelbar von der AGEE-Stat übernommen.

Anschließend wurden die für den Erzeugungsmix relevanten Referenzfälle mit GEMIS 4.8 modelliert (vgl. Kap. 4.2.5). Während die Vorketten der Brennstoffbereitstellung hierbei unverändert von GEMIS 4.8 übernommen wurden, sind die Emissionsfaktoren für den direkten Anlagenbetrieb der aktuellen Berichterstattungsrunde des Nationalen Emissionsinventars entnommen. Allerdings liegen die Emissionsfaktoren dort nicht differenziert nach Brennstoffen, sondern nach immissionsrechtlicher Genehmigung der Anlage nach 17. BImSchV, 13. BImSchV, 4. BImSchV (TA-Luft) oder 1. BImSchV vor. Je nach Brennstoffeigenschaften und diverser Luftreinhalteverfahren können die realen Emissionen im Einzelfall daher erheblich von den hier unterstellten, durchschnittlichen Faktoren abweichen.

In Hinblick auf die Brennstoffe ist per Definition festgelegt, dass die Vorkettenemissionen von Resthölzern, Schwarzlauge und von biogenen Abfällen null entsprechen. Des Weiteren wird trotz der jüngsten Diskussion um „carbon debts“ bei der energetischen Nutzung von Waldholz (Agostini, et al., 2013) angenommen, dass die Entnahme von Waldholz aufgrund der nachhaltigen Waldwirtschaft in Deutschland treibhausgasneutral erfolgt, so dass lediglich die energetischen Aufwendungen für die Ernte und den Transport des Holzes (bei Pellets auch die Brennstoffherstellung) zu Buche schlagen.

Importe biogener Festbrennstoffe sind für die Stromerzeugung gegenwärtig noch von untergeordneter Bedeutung. Lediglich bei Anlagen an den Landesgrenzen oder in der Nähe von Seehäfen sind geringe Importe v.a. von Althölzern aus dem europäischen Ausland bekannt.

Tabelle 31: Basisannahmen der Referenzfälle für die Stromerzeugung aus fester Biomasse und geschätzter Anteil der Referenzfälle am Erzeugungsmix

Datensatz	Brennstoff	Transport- ent- fernung g	Leis- tung	el. NG	Eigen- strom- bedarf (aus Netz)	Voll- last- stunden	Alloka- tions- Anteil Strom (KWK)	Immis- sions- schutz	Ge- schätzter Anteil am Erzeu- gungsmix 2012
Dampftur- binen-KW	Altholz A1-4	100 km	20 MW	29 %	0 %	6.500	100%	17. BIm- SchV	15%
Dampftur- binen-HKW	Waldrest- holz, (Land- schafts- pflegeholz)	50 km	5 MW	16 %	10 %	5.500	40%	TA-Luft	15 %
Dampftur- binen-HKW	Altholz A1-4	100 km	20 MW	16 %	0 %	6.000	32%	17. BIm- SchV	35%
Dampftur- binen-HKW in Papier- industrie	Schwarz- lauge	0 km	50 MW	12,5%	0 %	7.000	32%	13. BIm- SchV	15 %

Dampfturbinen-HKW	Industriestrestholz	0 km	5 MW	18 %	10 %	6.000	32%	TA-Luft	15%
ORC-HKW	Industriestrestholz, (Waldrestholz)	50 km	1 MW	15 %	20 %	5.500	32%	TA-Luft	5 %
Holzgas-BHKW	Pellets, (Waldrestholz, Industriestrestholz)	50 km	0,2 MW	30 %	5 %	4.000	32%		(< 1 %)
Mitverbrennung in Kohle-KW									(<1%)

Quelle: eigene Darstellung auf Basis (UBA, et al., 2012)

Tabelle 32: Emissionsfaktoren der Stromerzeugung aus fester Biomasse

[g/kWh]	THP CO ₂ -Äq.	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	VP SO ₂ -Äq.	SO ₂	NO _x	Staub	CO	NM VOC
Feste Biomasse – Kraftwerke der allgemeinen Versorgung										
Altholz-DT-KW	24,8	9,679	0,145	0,039	1,034	0,182	1,224	0,103	0,510	0,014
Waldholz-DT-HKW	51,0	38,756	0,160	0,029	0,509	0,088	0,604	0,085	0,500	0,332
Feste Biomasse – Industriekraftwerke										
Altholz-DT-HKW	14,3	5,574	0,083	0,022	0,595	0,105	0,704	0,059	0,294	0,008
Papier-DT-HKW (Schwarzlauge)	26,0	17,681	0,092	0,021	0,694	0,067	0,901	0,061	0,315	0,229
Industriestrestholz-DT-HKW	4,2	1,833	0,021	0,006	0,821	0,225	0,856	0,024	0,246	0,490
Industriestrestholz-ORC-HKW	58,9	49,234	0,094	0,025	0,452	0,084	0,528	0,094	0,434	0,281

Quelle: Eigene Berechnung mit GEMIS 4.8 (IINAS, 2013), modifiziert nach (UBA, 2013), (UBA, et al., 2012), AGEE-Stat.

Die Emissionsfaktoren der verdrängten fossilen Stromerzeugung wurden auf Basis des Nationalen Emissionsinventars abgeleitet und durch die entsprechenden Vorketten der Brennstoffgewinnung und –bereitstellung aus GEMIS 4.8 ergänzt (vgl. Kapitel 4.2.2, 4.2.5).

Tabelle 33: Emissionsfaktoren der Stromerzeugung aus fossilen Energien

[g/kWh]	THP CO ₂ -Äq.	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	VP SO ₂ -Äq.	SO ₂	NO _x	Staub	CO	NM VOC
BrK	1080,1	1069,2	0,030	0,033	1,087	0,603	0,696	0,032	0,562	0,013

StK	922,9	841,8	3,110	0,011	0,853	0,467	0,552	0,032	0,111	0,028
Gas	445,6	416,6	1,226	0,010	0,391	0,015	0,541	0,072	0,370	0,067
Öl	789,5	779,5	0,206	0,013	1,518	0,912	0,871	0,080	0,305	0,150

Quelle: (UBA, 2013), GEMIS 4.8 (IINAS, 2013)

Emissionsbilanz

Die Netto-Emissionsbilanz der Stromerzeugung aus fester Biomasse errechnet sich aus den oben angegebenen Einzelgrößen. Die allgemeine Methodik wird in Kapitel 4.1.1 beschrieben.

In Hinblick auf die Wirkungskategorie Treibhausgaseffekt wurden durch die Stromerzeugung aus fester Biomasse Treibhausgasemissionen in Höhe von ca. 9 Mio. t CO_{2eq.} vermieden. Der spezifische Vermeidungsfaktor beträgt nahezu 800 g / kWh_{el} bezogen auf die Einspeisung in das öffentliche Stromnetz. Die im Vergleich zu anderen erneuerbaren Stromerzeugungsoptionen hohe spezifische Vermeidung ist im Wesentlichen auf den geringen energetischen Aufwand zur Brennstoffbereitstellung sowie geringe Treibhausgasemissionen beim direkten Anlagenbetrieb zurückzuführen.

In Hinblick auf andere, traditionelle Luftschadstoffe ist die Stromerzeugung aus fester Biomasse differenziert zu bewerten. Während die endenergiebezogenen SO₂-Emissionsfaktoren in der Regel geringer ausfallen, liegen Staub-, NO_x-, CO- und NMVOC-Emissionen höher als bei der verdrängten fossilen Stromerzeugung. Trotz des relativ hohen Anteils der nach 17. BImSchV genehmigten Anlagen ist dies vor allem auf den geringeren elektrischen Wirkungsgrad im Vergleich zu fossilen Großkraftwerken zurückzuführen.

Tabelle 34: Emissionsbilanz der Stromerzeugung aus fester Biomasse

	Vermiedene Emissionen	Verursachte Emissionen	Emissionsbilanz (Netto)	Spezifischer Vermeidungsfaktor
	$Ev = A * SF *$	$Eu = A * EF_{ee}$	$EB = Ev - Eu$	EB / A
	[t]	[t]	[t]	[g/kWh]
THP (CO ₂ -Äq.)	9.493.906	294.131	9.199.775	793,08
CO ₂	8.712.476	186.875	8.525.602	734,97
CH ₄	30.136	1.136	28.999	2,50
N ₂ O	134	269	-135	-0,01
VP (SO ₂ -Äq.)	8.752	8.315	438	0,04
SO ₂	4.268	1.508	2.760	0,24
NO _x	6.421	9.780	-3.358	-0,29
Staub	480	782	-302	-0,03
CO	2.111	4.179	-2.068	-0,18
NMVOC	426	2.042	-1.615	-0,14

Quelle: Eigene Berechnung

5.1.7 Stromerzeugung aus Biogas und Biomethan

Die Stromerzeugung aus Biogas, das durch anaerobe Fermentation von biogenen Abfällen und Energiepflanzen gewonnen wird, verzeichnete insbesondere durch die Einführung der Vergütungsboni für nachwachsende Rohstoffe und für Gülle im EEG 2004 und 2009

ein starkes Wachstum. Ende 2012 waren bereits über 7.500 Biogasanlagen mit einer elektrischen Leistung von etwa 3.200 Megawatt in Betrieb (DBFZ, 2013).

Die damit einhergehenden, regional unterschiedlich ausgeprägten Begleiterscheinungen wie die starke Zunahme des Energiepflanzenanbaus zur Biogasproduktion (2012 auf etwa 1 Mio. ha landwirtschaftlicher Fläche; Stichwort „Vermaisung“ der Landschaft). Damit verbunden sind negative Umweltwirkungen, zunehmende Flächenkonkurrenzen (häufig verbunden mit dem Anstieg von Pachtpreisen) sowie nicht zuletzt Risiken für Umwelt und Klima durch Energiepflanzenanbau und bei einigen nicht nach dem Stand der Technik betriebenen Anlagen. Dies führt zu einer zunehmend differenzierten Bewertung und zu einer skeptischeren Einschätzung hinsichtlich der noch bestehenden Wachstumspotenziale für die Stromerzeugung aus Biogas.

Gleichzeitig wandeln sich die Erwartungen an die begrenzte, speicherbare Ressource Biogas. Während die Zukunft der dezentralen Biogasverstromung vor allem in der bedarfsgerechten, flexiblen Stromerzeugung zum Ausgleich der fluktuierenden Erzeugung von Wind und PV gesehen wird, gewinnt auch die Aufbereitung, Einspeisung und -speicherung von Biomethan ins Gasnetz mit anschließender effizienter Nutzung in KWK KWK-Anlagen zunehmend an Bedeutung.

Aktivitätsrate

Die Angabe zur Stromerzeugung aus Biogas und Biomethan wird von der Arbeitsgruppe Erneuerbare-Energien-Statistik (AGEE-Stat) übernommen (vgl. Kap. 4.2.1). Der in Tabelle 34 angegebene Datenstand entspricht der BMU-Publikation „Erneuerbare Energie in Zahlen – Nationale und internationale Entwicklung“, die jährlich im August/September publiziert wird. Zusätzlich erfolgt zum Jahresende sowie zum Februar/März eine unterjährigere Datenaktualisierung. Die jeweils neuesten Daten in der Zeitreihe ab 1990 sind unter <http://www.erneuerbare-energien.de/die-themen/datenservice/zeitreihen-entwicklung-ab-1990/> abrufbar.

Die Stromerzeugung aus Biogas und Biomethan setzt sich zusammen aus den amtlichen Erhebungen der statistischen Landesämter, konkret aus der Brutto-Stromerzeugung in Heiz(kraft)werken der öffentlichen Versorgung und in den i.d.R. in Kraft-Wärme-Kopplung betriebenen Kraftwerken der Industrie. Diese Erhebungen erfassen jedoch lediglich Anlagen ab 1 MW elektrische Leistung und damit nur einen vernachlässigbar kleinen Teil der Stromerzeugung aus Biogas und Biomethan. Nahezu die gesamte Stromerzeugung aus Biogas und Biomethan (d.h. die aus Anlagen unter 1 MW elektrischer Leistung) wird daher gegenwärtig über die jährliche Erhebung bei den Netzbetreibern zur Stromeinspeisung aus Anlagen „sonstiger“ Betreiber erfasst. Korrespondierende Brennstoffeinsätze werden durch die AGEE-Stat nicht dargestellt. Hier wird auf die Veröffentlichungen der AG Energiebilanzen verwiesen.

Tabelle 35: Stromerzeugung aus Biogas und Biomethan

[GWh]	2012
Biogas	24.800

Quelle: AGEE-Stat 2013, Datenstand Juli 2013. Aktualisierungen der Datenbasis erfolgen jeweils im Dezember und Februar/März und sind unter <http://www.erneuerbare-energien.de/die-themen/datenservice/zeitreihen-entwicklung-ab-1990/> abrufbar.

Substitutionsfaktoren

Die Substitutionsfaktoren für die Stromerzeugung aus Biogas werden mithilfe einer ex-post-Simulation von Fraunhofer ISI ermittelt (ISI, 2013). Die allgemeine Methodik wird in Kapitel 4.2.3 beschrieben. Aktuell liegen die gemittelten Substitutionsfaktoren der Stromerzeugung aus Biogas und Biomethan im Jahr 2011 vor (vgl. Tabelle 36). Diese werden vorläufig fortgeschrieben, bis die nächste ex post- Untersuchung für die Jahre 2012 und 2013 abgeschlossen ist.

Da der Großteil des Biogasanlagenbestands derzeit noch auf kontinuierlichen Betrieb mit einer Volllaststundenzahl über 7.000 ausgelegt ist, verdrängt die Stromerzeugung aus Biogas und Biomethan überwiegend Steinkohle- und Gaskraftwerke. Aufgrund ihrer Stellung in der deutschen (und europäischen) Merit Order wird Braunkohlestrom hingegen nur in den Situationen verdrängt, in denen die gesamte Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien sehr hoch ist (d.h. Starkwind und/oder hohe Sonneneinstrahlung bei Schwachlast) und zugleich keine freien Netzkapazitäten zum Stromexport bestehen.

Tabelle 36: Substitutionsfaktoren der Stromerzeugung aus Biogas und Biomethan

[%]	Braunkohle	Steinkohle	Gas	Öl
Biogas	2,8	75,4	21,9	0,0

Quelle: FhISI 2013

Emissionsfaktoren

Die Datenlage hinsichtlich der Emissionen aus dem realen Betrieb von Biogas-BHKW ist sehr lückenhaft. Die mit der Stromerzeugung aus Biogas und Biomethan verbundenen Luftemissionen sind von einer Vielzahl von Einflussfaktoren abhängig. Die wichtigsten sind:

- Substrat (Nawaro vs. Abfälle und Reststoffe)
- Leistungsgröße und Bauart der Blockheizkraftwerke (Wirkungsgrade, Einsatzregime, Motorschlupf, Zünd- und Stützfeuerung)
- Auslegung und Ausstattung der Anlage (gasdichte Abdeckung der Gärrestlager, Luftdichtheit der biogas- und methan-führenden Anlagenteile (Fermenter/Gasspeicher und Gärrestlager), Notfackel, Umfang externer Wärmenutzung, Luftreinhalte-techniken wie Katalysatoren oder Nachverbrennung, Eigenstrombedarf und-bezug, Wärmespeicher)
- Immissionsschutzrechtliche Genehmigung (ab 1 MW Feuerungswärmeleistung bzw. ca. 350 kW_{el} Genehmigungspflicht nach BImSchG)

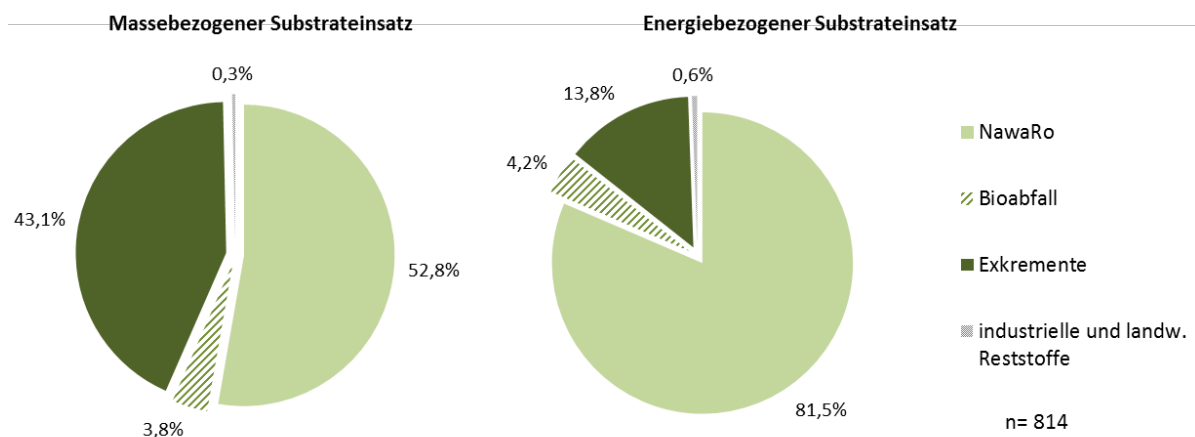
In den folgenden Abschnitten werden diese Einflussfaktoren kurz andiskutiert, um anschließend aus Gründen der Vereinfachung drei repräsentative Datensätze für die Bilanzierung abzuleiten.

Wesentlichen Einfluss übt zunächst das zur Biogaserzeugung eingesetzte Substrat aus. Während biologisch abbaubare Abfälle oder landwirtschaftliche Reststoffe wie zum Beispiel Mist und Gülle per Definition keine Vorkettenemissionen aufweisen, ist der Anbau, die Pflege und die Ernte von Energiepflanzen wie Mais, Weizen und Gräsern je nach Intensität der Landwirtschaft mit zum Teil erheblichen Umweltbelastungen verbunden. Neben dem Verbrauch von Diesel für landwirtschaftliche Maschinen und dem Energieaufwand für die Herstellung von Dünge- und Pflanzenschutzmitteln sind insbesondere Lach-

gasemissionen infolge stickstoffhaltiger Kunstdünger, die zu relevanten THG-Emissionen führen. Deren genaue Höhe ist jedoch derzeit noch Gegenstand wissenschaftlicher Diskussionen.

Auf Basis der aktuellen DBFZ-Betreiberbefragung im Rahmen des EEG-Biomasse-Monitoring werden folgende masse- und energiebezogenen Anteile der einzelnen Substrate angesetzt: Nachwachsende Rohstoffe (v.a. Energiemais) machen über 80 % des energiebezogenen Substratmixes aus, auf landwirtschaftliche Exkremente wie Gülle entfallen 14 % und auf Bioabfall ca. 5 % des energiebezogenen Substrateinsatzes (DBFZ, 2013).

Abbildung 1 Masse- und energiebezogener Substrateinsatz bei Biogasanlagen zur Vorort-Verstromung



Quelle: (DBFZ, 2013): DBFZ Betreiberbefragung 2013, Bezugsjahr 2012

Generell ist anzunehmen, dass der Rückgang der Grünlandflächen in Deutschland insbesondere im Zeitraum 2007 – 2012 um ca. 250.000 ha u. a. durch den Energiemaisanbau zur Biogasgewinnung verursacht wurde. Dies bestätigt z. B. auch die letzte Befragung von Biogasanlagenbetreibern (DBFZ, 2013). Frühere Auswertungen auf Basis von InVeKos-Daten kamen zum Ergebnis, dass die Hälfte der umgebrochenen Flächen für den Maisanbau genutzt wurden. Setzt man auch für den Zeitraum 2007 - 2012 diesen Wert an, ergibt sich, dass rund 15 % (125.000 ha bezogen auf die Gesamtenergie-Maisanbaufläche von 800.000 ha) der Maisanbaufläche vorher Grünland war und die Umwandlung zu entsprechenden Emissionen geführt hat. Da die Art des umgebrochenen Grünlands nur eingeschränkt bekannt ist, lässt sich die Höhe der Emissionen allerdings nicht ohne Weiteres quantifizieren. Da diese zudem nur in Bezug zu ca. 15 % der Gesamtenergiemaisanbaufläche stehen wird auch die Gesamtemissionsbilanz für Biogas nur gering beeinflusst. Neben den direkten Landnutzungsänderungen durch die Biogasnutzung ergeben sich auch indirekte Effekte, die jedoch ebenfalls nicht berücksichtigt werden. Somit besteht für die Biogaserzeugung methodenbedingt eine gewisse Unterschätzung.

Neben der Wahl des Substrats ist die *Effizienz* der Biogasgewinnung und -nutzung eine relevante Einflussgröße. Wesentliche Einflussfaktoren auf die Gasausbeute sind u. a. Art und Beschaffenheit von Substrat und Anlagentechnik, hydraulische Verweilzeiten, Reaktorbelastung, Reaktortemperatur sowie der Einsatz von Gärhilfsstoffen. Die Effizienz der Biogasverstromung ist von der Leistungsgröße, der Betriebsweise und nicht zuletzt dem Wartungszustand der eingesetzten Blockheizkraftwerke abhängig. Im Allgemeinen gilt, dass der Jahresnutzungsgrad mit der Anlagenleistung positiv und mit der Zahl an Startvorgängen, Stunden in Teillastbetrieb und längeren Wartungsintervallen negativ korreliert. Als Bauarten von Blockheizkraftwerken sind überwiegend Gas-Ottomotoren (ca. 3/4)

und Zündstrahlmotoren (1/4) im Einsatz. Letztere setzen Pflanzenöl zur Zünd- und Stützfeuerung ein.

Als weitere potenzielle Quellen für anlagenbezogene diffuse Methan- und sonstigen Luftemissionen sind die Luftdichtheit des Gärrestlagers und des Gasspeichers, der Motorschlupf des BHKWs, das Vorhandensein von Überdrucksicherungen (Notfackel) und Oxidationskatalysatoren zu nennen (vgl. UBA, et al., 2012). Allgemein sind größere Biogasanlagen, die für ca. drei Viertel der Stromerzeugung aus Biogas stehen, aufgrund der spezifischen Investitionskosten im Verhältnis zum Ertrag, vor allem aber aufgrund der immissionschutzrechtlichen Genehmigungspflicht von Biogasanlagen ab ein MW Feuerungswärmeleistung in der Regel mit Einrichtungen zur Abgasnachbehandlung, mit Gasfackeln und gasdicht abgedecktem Gärrestlager ausgestattet.

Die empirische Datenlage hinsichtlich repräsentativer Emissionsdaten aus dem realen Betrieb von Biogas-BHKW ist jedoch allgemein als sehr lückenhaft zu bezeichnen. In einem Forschungsvorhaben im Auftrag des Umweltbundesamt wurden daher Emissionserklärungen genehmigungspflichtiger Biogasanlagen aus dem Jahre 2004 analysiert, um brennstoffspezifische Emissionsfaktoren für den direkten Anlagenbetrieb abzuleiten (Degel, et al., 2009). Auch wenn die Daten wegen der geringen Anzahl erfasster Anlagen mit zum Teil hohen Unsicherheiten verbunden sind, fanden sie als beste verfügbare Datenquellen Eingang in das Nationale Emissionsinventar (UBA, 2013). Bei Methan handelt es sich beispielsweise um einen konservativen Wert.

Die direkten Emissionsfaktoren wurden mit entsprechenden Vorkettenemissionen der wichtigsten Substrate aus GEMIS 4.8 verknüpft (vgl. Kap. 4.2.5). Die weitere Umrechnung in die funktionelle Einheit Endenergie kWh_{el} erfolgte unter Berücksichtigung repräsentativer Erkenntnisse der AGEE-Stat, des UBA und des DBFZ zu durchschnittlichen Jahresnutzungsgraden, Eigenstrombedarfen und Umfang der externen Wärmenutzung als Basis für die Allokation der Primärenergie auf Strom und Wärme (vgl. Tabelle 37).

Die Verstromung von auf Erdgasqualität aufbereitetem Biomethan kann mit den derzeit verfügbaren Daten weder hinsichtlich ihres Anteils an der Gesamtstromerzeugung, der zuzuordnenden Stoffströme noch des spezifischen Emissionsverhaltens hinreichend genau abgegrenzt werden. Daher wird die Verstromung von Biomethan –analog zur AGEE-Stat und zum nationalen Emissionsinventar – unter Biogas subsumiert.

Tabelle 37: Basisannahmen der verwendeten Ökobilanz-Datensätze für die Stromerzeugung aus Biogas

Datensatz	Substrat	BHKW	Volllaststunden	el. Nutzungsgrad	Eigenstrombedarf (aus Netz)	Extern genutzte Wärme	Allokations-Anteil Strom (KWK)	Immissions-schutz	Geschätzter energiebezogener Anteil am Erzeugungsmix 2012
Biogas-Mais-OLUC-BHKW-500kW 2010 (IST) (angepasst an UBA-ZSE 2013)	Mais-silage	Gasmotor 500kW	7.500	36,5 %	8% (0%)	41 %	80%	TA-Luft	81%

Biogas-Gülle-BHKW-500kW 2010 (IST) (angepasst an UBA-ZSE 2013)	Rinder-gülle	Gasmo-tor 500kW	7.500	36,5 %	8% (0%)	41%	80%	TA-Luft	14%
Biogas-org. Hausmüll-BHKW-500kW 2010 (IST) (angepasst an UBA-ZSE 2013)	Bio-abfall	Gasmo-tor 500kW	7.500	36,5 %	8% (0%)	41%	80%	TA-Luft	5%

Quelle: eigene Darstellung auf Basis GEMIS 4.8 (IINAS, 2013), (Öko-Institut, 2012), (UBA, 2013), (UBA, et al., 2012) und (DBFZ, 2013).

Tabelle 38: Emissionsfaktoren der Stromerzeugung aus Biogas

[g/kWh]	THP CO ₂ -Äq.	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	VP SO ₂ -Äq.	SO ₂	NO _x	Staub	CO	NMVOC
Biogas-Mais-OLUC-BHKW-500kW 2010 (IST) (angepasst an UBA-ZSE 2013)	471,8	78,3	11,880	0,464	1,788	0,561	1,764	0,096	1,180	0,147
Biogas-Gülle-BHKW-500kW 2010 (IST) (angepasst an UBA-ZSE 2013)	216,0	45,0	7,947	0,014	1,457	0,472	1,416	0,051	1,094	0,142
Biogas-org. Hausmüll-BHKW-500kW 2010 (IST) (angepasst an UBA-ZSE 2013)	205,0	34,3	7,941	0,013	1,405	0,466	1,349	0,048	1,070	0,135

Quelle: Eigene Berechnung mit GEMIS 4.8 (IINAS, 2013), modifiziert nach (UBA, 2013), (UBA, et al., 2012), AGEE-Stat.

Die Emissionsfaktoren der verdrängten fossilen Stromerzeugung wurde auf Basis des Nationalen Emissionsinventars abgeleitet und durch die entsprechenden Vorketten der Brennstoffgewinnung und -bereitstellung aus GEMIS 4.8 ergänzt (vgl. Kapitel 4.2.2, 4.2.5).

Tabelle 39: Emissionsfaktoren der Stromerzeugung aus fossilen Energien

[g/kWh]	THP CO ₂ -Äq.	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	VP SO ₂ -Äq.	SO ₂	NO _x	Staub	CO	NMVOC
BrK	1080,1	1069,2	0,030	0,033	1,087	0,603	0,696	0,032	0,562	0,013
StK	922,9	841,8	3,110	0,011	0,853	0,467	0,552	0,032	0,111	0,028

Gas	445,6	416,6	1,226	0,010	0,391	0,015	0,541	0,072	0,370	0,067
Öl	789,5	779,5	0,206	0,013	1,518	0,912	0,871	0,080	0,305	0,150

Quelle: (UBA, 2013), GEMIS 4.8 (IINAS, 2013)

Emissionsbilanz

Die Netto-Emissionsbilanz der Stromerzeugung aus Biogas und Biomethan errechnet sich aus den oben angegebenen Einzelgrößen. Die allgemeine Methodik wird in Kapitel 4.1.1 beschrieben.

Die genannte schwierige Datenlage hat zur Folge, dass die Emissionsbilanzierung von Biogas und Biomethan derzeit nur mit erheblichen Unsicherheiten abgebildet werden kann. Um dem Rechnung zu tragen, wurde insbesondere bei Methan ein konservativer Emissionsfaktor aus dem deutschen Emissionsinventar angesetzt. Zudem sind Lachgasemissionen beim Anbau nachwachsender Rohstoffe berücksichtigt. Die Ergebnisse beinhalten jedoch nicht die Emissionen, die sich durch direkte und indirekte Landnutzungsänderungen ergeben (vgl. Kapitel 4.1.2).

Unter diesen Bedingungen resultiert derzeit eine Treibhausgasvermeidung in Höhe von ca. 9,2 Mio. t CO_{2eq} durch die Stromerzeugung aus Biogas und Biomethan. Durch das hohe Treibhausgaspotenzial von Methan und Lachgas ist bereits ohne Einbezug von Landnutzungsänderungen eine signifikant geringere spezifische Vermeidungswirkung gegenüber anderen erneuerbaren Energieträgern im Stromsektor festzustellen.

Aufgrund der heterogenen Zusammensetzung des Rohbiogases und der im allgemeinen geringeren Anforderungen hinsichtlich Emissionen ist zudem die Bilanz der sonstigen Luftschadstoffe gegenüber fossilen Energieträgern negativ. Hinsichtlich der klassischen Säurebildner SO₂ und NO_x ist allerdings anzumerken, dass vermiedene NH₃-Emissionen aus alternativer Güllelagerung und -ausbringung aufgrund der in Kap. 4.1.2 dargelegten Systemgrenzen an dieser Stelle nicht berücksichtigt werden konnten.

Tabelle 40: Emissionsbilanz der Stromerzeugung aus Biogas und Biomethan

	Vermiedene Emissionen	Verursachte Emissionen	Emissionsbilanz (Netto)	Spezifischer Vermeidungsfaktor
	$Ev = A \cdot SF \cdot$	$Eu = A \cdot EF_{ee}$	$EB = Ev - Eu$	EB / A
	[t]	[t]	[t]	[g/kWh]
THP (CO ₂ -Äq.)	20.408.278	10.481.211	9.927.068	400,28
CO ₂	18.726.937	1.771.997	16.954.940	683,67
CH ₄	64.805	276.077	-211.272	-8,52
N ₂ O	287	9.392	-9.105	-0,37
VP (SO ₂ -Äq.)	18.821	42.724	-23.903	-0,96
SO ₂	9.230	13.478	-4.248	-0,17
NO _x	13.733	42.020	-28.287	-1,14
Staub	1.018	2.169	-1.151	-0,05
CO	4.462	28.833	-24.371	-0,98
NM VOC	902	3.615	-2.712	-0,11

Quelle: Eigene Berechnung

5.1.8 Stromerzeugung aus flüssiger Biomasse (Pflanzenöle)

Erste dezentrale, stationäre Anlagen zur Stromerzeugung aus Pflanzenöl nahmen insbesondere im Süden Deutschlands bereits in den 1980er Jahren ihren Betrieb auf. Neben diesen in der Regel wärmegeführten Blockheizkraftwerken im kleinen und mittleren Leistungsbereich zur Versorgung privater Haushalte, kleiner Gewerbebetriebe oder kommunaler Gebäude war vor allem in den Jahren 2005 bis 2008 ein kurzer, EEG-getriebener Ausbauboom von jährlich bis zu 800 Neuanlagen zu verzeichnen.

Die von einer Kombination von attraktiven Fördersätzen im EEG und niedrigen Weltmarktpreisen für Pflanzenöl (v.a. Palmöl) getriebenen Neubauten unterschieden sich von den traditionell mit lokal erzeugtem Rapsöl betriebenen BHKW durch deutlich größere Leistungen (ab 300 kW) und eine eher stromgeführte Betriebsweise. Mit dem Anstieg der Palmölpreise ab 2009 kam es jedoch zu zahlreichen Anlagenstillegungen und einem damit verbundenen Einbruch der Strom- und Wärmeerzeugung aus Pflanzenöl.

Aktivitätsrate

Die Angabe zur Stromerzeugung aus flüssiger Biomasse wird von der Arbeitsgruppe Erneuerbare-Energien-Statistik (AGEE-Stat) übernommen (vgl. Kap. 4.2.1). Der in Tabelle 41 angegebene Datenstand entspricht der BMU-Publikation „Erneuerbare Energie in Zahlen – Nationale und internationale Entwicklung“, die jährlich im August/September publiziert wird. Zusätzlich erfolgt zum Jahresende sowie zum Februar/März eine unterjährigere Datenaktualisierung. Die jeweils neuesten Daten in der Zeitreihe ab 1990 sind unter <http://www.erneuerbare-energien.de/die-themen/datenservice/zeitreihen-entwicklung-ab-1990/> abrufbar.

Die Stromerzeugung aus Pflanzenöl ergibt sich aus den amtlichen energiestatistischen Erhebungen der statistischen Landesämter. Sie setzt sich zusammen aus der Brutto-Stromerzeugung in Heiz(kraft)werken der öffentlichen Versorgung sowie in den i.d.R. in Kraft-Wärme-Kopplung betriebenen Kraftwerken der Industrie. Diese Erhebungen erfassen jedoch lediglich Anlagen ab 1 MW elektrischer Leistung, das heißt gegenwärtig nur einen vernachlässigbar kleinen Teil der Stromerzeugung aus Pflanzenöl.

Nahezu die gesamte Stromerzeugung aus Pflanzenöl (d.h. die aus Anlagen unter 1 MW elektrischer Leistung) wird derzeit über die jährliche Erhebung bei den Netzbetreibern zur Stromeinspeisung aus Anlagen „sonstiger“ Betreiber erfasst. Korrespondierende Brennstoffeinsätze werden durch die AGEE-Stat nicht dargestellt. Hier wird auf die Veröffentlichungen der AG Energiebilanzen verwiesen.

Tabelle 41: Stromerzeugung aus flüssiger Biomasse

[GWh]	2012
Flüssige Biomasse	400

Quelle: AGEE-Stat 2013. Datenstand Juli 2013. Aktualisierungen der Datenbasis erfolgen jeweils im Dezember und Februar/März und sind unter <http://www.erneuerbare-energien.de/die-themen/datenservice/zeitreihen-entwicklung-ab-1990/> abrufbar.

Substitutionsfaktoren

Die Substitutionsfaktoren für die Stromerzeugung aus flüssiger Biomasse werden mithilfe einer ex-post-Simulation von Fraunhofer ISI ermittelt (ISI, 2013). Die allgemeine Methodik wird in Kapitel 4.2.3 beschrieben. Aktuell liegen die gemittelten Substitutionsfaktoren der

Stromerzeugung im Jahr 2011 vor (vgl. Tabelle 42). Diese werden vorläufig fortgeschrieben, bis die nächste ex post-Untersuchung für die Jahre 2012 und 2013 abgeschlossen ist.

Die Stromerzeugung aus Pflanzenöl verdrängt bei den derzeitigen Preisrelationen überwiegend Steinkohle- und Gaskraftwerke. Aufgrund ihrer Stellung in der deutschen (und europäischen) Merit Order wird Braunkohlestrom hingegen nur in den Situationen verdrängt, in denen die gesamte Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien sehr hoch ist (d.h. Starkwind und/oder hohe Sonneneinstrahlung bei Schwachlast) und zugleich keine freien Netzkapazitäten zum Stromexport bestehen.

Tabelle 42: Substitutionsfaktoren der Stromerzeugung aus flüssiger Biomasse

[%]	Braunkohle	Steinkohle	Gas	Öl
Flüssige Biomasse	2,6	73,6	23,8	0,0

Quelle: (ISI, 2013)

Emissionsfaktoren

Die mit der Stromerzeugung aus Pflanzenöl verbundenen Emissionen sind im Wesentlichen von drei Einflussfaktoren abhängig:

- Substrat (Rapsöl vs. Palmöl)
- Technik und Leistungsgröße der Blockheizkraftwerke (Wirkungsgrade, Einsatzregime)
- Immissionsschutzrechtliche Genehmigung (ab 1 MW Feuerungswärmeleistung bzw. ca. 350 kW_{el} Genehmigungspflicht nach BImSchG, damit zusammenhängend Art der Abgasnachbehandlung)

Zum Substrateinsatz liegen Informationen aus (DBFZ, 2013) vor. Während in Anlagen bis 10 kW ausschließlich Rapsöl zum Einsatz kommt, sind Anlagen ab 150 kW, auf die derzeit über 80 % der installierten Leistung entfallen, in der Regel nur mit Palmöl wirtschaftlich zu betreiben. Unter Berücksichtigung der höheren Auslastung größerer Anlagen werden insgesamt ca. 95 % Palmöl und lediglich ca. 5 % Rapsöl eingesetzt.

Die Verstromung von Pflanzenölen erfolgt überwiegend in umgerüsteten Diesel-Serienmotoren. Die im realen Betrieb erzielten Jahresnutzungsgrade steigen mit zunehmender Anlagenleistung stark an mit einer Sättigung bei ca. 41 % im Leistungsbereich ab 400 kW_{el}. In diesem Zusammenhang ist zu betonen, dass der Anlagenbestand stark von der Leistungsklasse im Bereich 300 bis 400 kW_{el} dominiert ist, welche insbesondere im Gewerbe oder im Gartenbau bzw. der Landwirtschaft vorzufinden ist. Diese Leistungsklasse weist einen hohen elektrischen Wirkungsgrad und eine Stromkennzahl um 1,0 auf. Da sie jedoch in der Regel knapp unterhalb der Schwelle für eine immissionsschutzrechtliche Genehmigungspflicht liegt, sind nur in wenigen Fällen Techniken zur Abgasnachbehandlung installiert.

Die Datenlage hinsichtlich der Emissionen aus dem realen Betrieb von Pflanzenöl-BHKW ist sehr lückenhaft. In einem Forschungsvorhaben im Auftrag des Umweltbundesamt wurden die wenigen vorliegenden Emissionserklärungen von Betreibern genehmigungspflichtiger Anlagen aus dem Jahre 2004 analysiert, um brennstoffspezifische Emissionsfaktoren für den direkten Anlagenbetrieb abzuleiten (Degel, et al., 2009). Als derzeit beste verfügbare Datenquelle fanden die Ergebnisse auch Eingang in das Nationale Emissionsinventar (UBA, 2013).

Für die Emissionsbilanz erneuerbarer Energien werden diese brennstoffspezifischen Emissionsfaktoren in Gemis 4.8 importiert und mit entsprechenden Datensätzen für Vorketten zu Rapsöl und Pflanzenöl verknüpft, die keine Landnutzungsänderungen beinhalten. Unter Annahme eines aus den EEG-Daten der Bundesnetzagentur ermittelten elektrischen Nutzungsgrad von 37,5 Prozent werden anschließend endenergiebezogene Emissionsfaktoren berechnet.

Tabelle 43: Basisannahmen der verwendeten Ökobilanz-Datensätze für die Stromerzeugung aus Pflanzenöl

Datensatz	Substrat	BHKW	Volllaststunden	el. Nutzungsgrad	Eigenstrombedarf (aus Netz)	Stromkennzahl	Allokations-Anteil Strom (KWK)	Immissionschutz	Anteil am Erzeugungsmix 2012
Rapsöl-BHKW-gross-DE-2010 (IST) (anpasst an UBA-2013)	Rapsöl	Dieselmotor 500 kW	3.000	37,5 %	2 % (0%)	1,0	66%	TA Luft	5 %
Palmöl-BHKW-gross-DE-2010 (IST) (anpasst an UBA-2013)	Palmöl	Dieselmotor 500 kW	6.000	37,5 %	2 % (0%)	1,0	66%	TA Luft	95 %

Quelle: eigene Darstellung auf Basis GEMIS 4.8 (IINAS, 2013), (UBA, 2013), (UBA, et al., 2012) und (DBFZ, 2013)

Tabelle 44: Emissionsfaktoren der Stromerzeugung aus Pflanzenöl

[g/kWh]	THP CO ₂ -Äq.	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	VP SO ₂ -Äq.	SO ₂	NO _x	Staub	CO	NMVOC
Rapsöl-BHKW-gross-DE-2010 (IST) (anpasst an UBA-2013)	327,9	104,6	0,175	0,708	1,960	0,200	2,528	0,133	0,447	0,040
Palmöl-BHKW-gross-DE-2010 (IST) (anpasst an UBA-2013)	316,3	82,0	8,765	0,162	2,234	0,370	2,678	0,288	0,717	0,340

Quelle: Eigene Berechnung mit GEMIS 4.8 (IINAS, 2013), modifiziert nach (UBA, 2013) (UBA, et al., 2012), AGEE-Stat.

Die Emissionsfaktoren der verdrängten fossilen Stromerzeugung wurde auf Basis des Nationalen Emissionsinventars abgeleitet und durch die entsprechenden Vorketten der Brennstoffgewinnung und -bereitstellung aus GEMIS 4.8 ergänzt (vgl. Kapitel 4.2.2, 4.2.5).

Tabelle 45: Emissionsfaktoren der Stromerzeugung aus fossilen Energien

[g/kWh]	THP CO ₂ -Äq.	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	VP SO ₂ -Äq.	SO ₂	NO _x	Staub	CO	NMVOC
BrK	1080,1	1069,2	0,030	0,033	1,087	0,603	0,696	0,032	0,562	0,013
StK	922,9	841,8	3,110	0,011	0,853	0,467	0,552	0,032	0,111	0,028
Gas	445,6	416,6	1,226	0,010	0,391	0,015	0,541	0,072	0,370	0,067
Öl	789,5	779,5	0,206	0,013	1,518	0,912	0,871	0,080	0,305	0,150

Quelle: (UBA, 2013), GEMIS 4.8 (IINAS, 2013)

Emissionsbilanz

Die Netto-Emissionsbilanz der Stromerzeugung aus Pflanzenöl errechnet sich aus den oben angegebenen Einzelgrößen. Die allgemeine Methodik wird in Kapitel 4.1.1 beschrieben.

In Hinblick auf die Wirkungskategorie Treibhausgasemissionen wurden durch die Stromerzeugung aus Pflanzenöl Treibhausgasemissionen in Höhe von ca. 0,1 Mio. t CO₂-Äq. vermieden. Der spezifische Vermeidungsfaktor beträgt ca. 500 g / kWh_{el}. Die Ergebnisse berücksichtigen nicht die Emissionen, die sich durch Landnutzungsänderungen ergeben, wobei insbesondere indirekte Effekte relevant sind (vgl. Kapitel 4.1.2). In Hinblick auf sonstige Luftschadstoffemissionen ist die Emissionsbilanz bei der Verstromung von Pflanzenöl über den Gesamtlebenszyklus negativ. Durch unvollständige Verbrennung des heterogenen Brennstoffs in Verbindung mit oftmals fehlender Abgasnachbehandlung sind insbesondere hohe Emissionen an Staub und Kohlenmonoxid zu verzeichnen.

Tabelle 46: Emissionsbilanz der Stromerzeugung aus flüssiger Biomasse

	Vermiedene Emissionen	Verursachte Emissionen	Emissionsbilanz (Netto)	Spezifischer Vermeidungsfaktor
	$Ev = A * SF *$	$Eu = A * E_{Fee.}$	$EB = Ev - Eu$	EB / A
	[t]	[t]	[t]	[g/kWh]
THP (CO ₂ -Äq.)	325.457	126.713	198.744	496,86
CO ₂	298.697	33.263	265.434	663,59
CH ₄	1.033	3.334	-2.301	-5,75
N ₂ O	5	76	-71	-0,18
VP (SO ₂ -Äq.)	300	888	-588	-1,47
SO ₂	145	145	1	0,00
NO _x	221	1.068	-847	-2,12
Staub	17	112	-95	-0,24
CO	74	282	-208	-0,52
NMVOC	15	130	-115	-0,29

Quelle: Eigene Berechnung

5.1.9 Stromerzeugung aus Klärgas

Die Nutzung von Klärgas zur Stromerzeugung hat bereits vor Einführung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes eingesetzt, wächst seitdem jedoch stetig an. Hintergrund ist der starke Anreiz für die i.d.R. kommunalen Betreiber von Kläranlagen, durch eine anaerobe

Klärschlammbehandlung den Energiebedarf für die Klärschlammstabilisierung zu reduzieren, den eigenen Strom- und Wärmebedarf zumindest zum Teil aus eigenen Quellen zu decken und zusätzliche Erlöse durch die Stromeinspeisung in das öffentliche Netz zu erzielen.

Aktivitätsrate

Die Angabe zur Stromerzeugung aus Klärgas wird von der Arbeitsgruppe Erneuerbare-Energien-Statistik (AGEE-Stat) übernommen (vgl. Kap. 4.2.1). Der in Tabelle 47 angegebene Datenstand entspricht der BMU-Publikation „Erneuerbare Energie in Zahlen – Nationale und internationale Entwicklung“, die jährlich im August/September publiziert wird. Zusätzlich erfolgt zum Jahresende sowie zum Februar/März eine unterjährige Datenaktualisierung. Die jeweils neuesten Daten in der Zeitreihe ab 1990 sind unter <http://www.erneuerbare-energien.de/die-themen/datenservice/zeitreihen-entwicklung-ab-1990/> abrufbar.

Die Stromerzeugung aus Klärgas ergibt sich aus den amtlichen energiestatistischen Erhebungen der statistischen Landesämter. Sie setzt sich zusammen aus der Brutto-Stromerzeugung in Heiz(kraft)werken der öffentlichen Versorgung sowie in den (Heiz-)kraftwerken der Industrie. Da der überwiegende Teil der BHKWs jedoch eine elektrische Leistung von weniger als 1 MW_{el} aufweist, wird der Großteil der Stromerzeugung aus Klärgas über die amtliche Erhebung zur Stromeinspeisung aus Anlagen „dritter“ Betreiber bei den Netzbetreibern erfasst. Hinzu kommt die eigenverbrauchte Stromerzeugung der Klärgas-BHKW, die der ursprünglich abfallrechtlich motivierten Vollerhebung über die Gewinnung, Abgabe und Verwendung von Klärgas entnommen wird.

Tabelle 47: Stromerzeugung aus Klärgas

[GWh]	2012
Klärgas	1.300

Quelle: AGEE-Stat 2013. Datenstand Juli 2013. Aktualisierungen der Datenbasis erfolgen jeweils im Dezember und März und sind unter <http://www.erneuerbare-energien.de/die-themen/datenservice/zeitreihen-entwicklung-ab-1990/> abrufbar.

Substitutionsfaktoren

Die Substitutionsfaktoren für die Stromerzeugung aus Klärgas werden mithilfe einer ex-post-Simulation von Fraunhofer ISI ermittelt (ISI, 2013). Die allgemeine Methodik wird in Kapitel 4.2.3 beschrieben. Aktuell liegen die ermittelten Substitutionsfaktoren der Stromerzeugung im Jahr 2011 vor (vgl. Tabelle 48). Diese werden vorläufig fortgeschrieben, bis die nächste ex post- Untersuchung für die Jahre 2012 und 2013 abgeschlossen ist.

Da die anaerobe Klärschlammstabilisierung einen kontinuierlichen Betrieb erfordert, weisen Klärgas-BHKW sehr hohe Vollbenutzungsstunden auf (> 7.500 h/a). Die Stromerzeugung aus Klärgas verdrängt bei den derzeitigen Preisrelationen überwiegend Steinkohle- und Gaskraftwerke. Aufgrund der Stellung in der deutschen (und europäischen) Merit Order wird Braunkohlestrom hingegen nur in den Situationen verdrängt, in denen die gesamte Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien sehr hoch ist (d.h. Starkwind und/oder hohe Sonneneinstrahlung bei Schwachlast) und zugleich keine freien Netzkapazitäten zum Stromexport bestehen.

Tabelle 48: Substitutionsfaktoren der Stromerzeugung aus Klärgas

[%]	Braunkohle	Steinkohle	Gas	Öl
Klärgas	2,6	73,6	23,8	0,0

Quelle: (ISI, 2013)

Emissionsfaktoren

Die Datenlage hinsichtlich der Emissionen aus dem realen Betrieb von Klärgas-BHKW ist als lückenhaft zu bezeichnen, zumal viele der Anlagen im niedrigen Leistungsbereich nicht genehmigungspflichtig nach der 4. BImSchV sind. Betreiber genehmigungspflichtiger Anlagen über 1 MW Feuerungswärmeleistung haben gleichwohl nach 11. BImSchV alle vier Jahre eine Emissionserklärung der zuständigen Behörde zu übermitteln.

In einem Forschungsvorhaben im Auftrag des Umweltbundesamt wurden die vorliegenden Emissionserklärungen aus dem Jahre 2004 analysiert, um brennstoffspezifische Emissionsfaktoren für den direkten Anlagenbetrieb abzuleiten (Degel, et al., 2009). Auch wenn die Daten wegen der geringen Anzahl erfasster Anlagen mit zum Teil hohen Unsicherheiten verbunden sind, fanden sie als beste verfügbare Datenquellen auch Eingang in das Nationale Emissionsinventar (UBA, 2013).

Für die Emissionsbilanz erneuerbarer Energien werden diese brennstoffspezifischen Emissionsfaktoren unter Annahme eines aus den EEG-Daten der Bundesnetzagentur ermittelten elektrischen Nutzungsgrad von 36 Prozent und der Allokation des Brennstoffeinsatzes auf Strom und Wärme in endenergiebezogene Faktoren umgerechnet. Die Emissionen aus der Vorkette werden per Definition gleich Null gesetzt, da es sich bei der anaeroben Klärschlammbehandlung um einen Abfallprozess handelt.

Tabelle 49: Emissionsfaktoren der Stromerzeugung aus Klärgas

[g/kWh]	THP CO ₂ -Äq.	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	VP SO ₂ -Äq.	SO ₂	NO _x	Staub	CO	NMVOC
Klärgas-BHKW-GM-200-2010/en (anpasst an UBA-2013)	26,2	0,001	1,182	0,004	0,773	0,227	0,785	0,027	1,146	0,108

Quelle: Eigene Berechnung mit GEMIS 4.8 (IINAS, 2013), modifiziert nach (UBA, 2013), (UBA, et al., 2012), AGEE-Stat.

Die Emissionsfaktoren der verdrängten fossilen Stromerzeugung wurde auf Basis des Nationalen Emissionsinventars abgeleitet und durch die entsprechenden Vorketten der Brennstoffgewinnung und -bereitstellung aus GEMIS 4.8 ergänzt (vgl. Kapitel 4.2.2, 4.2.5).

Tabelle 50: Emissionsfaktoren der Stromerzeugung aus fossilen Energien

[g/kWh]	THP CO ₂ -Äq.	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	VP SO ₂ -Äq.	SO ₂	NO _x	Staub	CO	NM VOC
BrK	1080,1	1069,2	0,030	0,033	1,087	0,603	0,696	0,032	0,562	0,013
StK	922,9	841,8	3,110	0,011	0,853	0,467	0,552	0,032	0,111	0,028
Gas	445,6	416,6	1,226	0,010	0,391	0,015	0,541	0,072	0,370	0,067
Öl	789,5	779,5	0,206	0,013	1,518	0,912	0,871	0,080	0,305	0,150

Quelle: (UBA, 2013), GEMIS 4.8 (IINAS, 2013)

Emissionsbilanz

Die Netto-Emissionsbilanz der Stromerzeugung aus Klärgas errechnet sich aus den oben angegebenen Einzelgrößen. Die allgemeine Methodik wird in Kapitel 4.1.1 beschrieben.

In Hinblick auf die Wirkungskategorie Treibhausgaseffekt wurden durch die Stromerzeugung aus Klärgas Treibhausgasemissionen in Höhe von ca. 1 Mio. t CO_{2eq} vermieden. Der spezifische Vermeidungsfaktor beträgt ca. 790 g CO_{2eq} / kWh_{el} bezogen auf die Brutto-Einspeisung in das öffentliche Stromnetz bzw. eigenverbrauchten Stroms in der Kläranlage.

Zur Reduktion versauernd wirkender Substanzen trägt die energetische Klärgasnutzung jedoch wenig bei. Aufgrund der höheren spezifischen Emissionen kleiner Verbrennungsmotoren im Vergleich zu Großkraftwerken ist die Emissionsbilanz hier im negativen Bereich. Dies gilt auch in Hinblick auf weitere Luftschadstoffe wie Kohlenmonoxid und flüchtige organische Verbindungen wie zum Beispiel Formaldehyd, die zur Bildung von bodennahem Ozon beitragen können (so genannter Sommersmog).

Tabelle 51: Emissionsbilanz der Stromerzeugung aus Klärgas

	Vermiedene Emissionen	Verursachte Emissionen	Emissionsbilanz (Netto)	Spezifischer Vermeidungsfaktor
	$Ev = A * SF *$	$Eu = A * EF_{ee}$	$EB = Ev - Eu$	EB / A
	[t]	[t]	[t]	[g/kWh]
THP (CO ₂ -Äq.)	1.057.734	34.063	1.023.671	787,44
CO ₂	970.765	1	970.764	746,74
CH ₄	3.356	1.537	1.819	1,40
N ₂ O	15	6	9	0,01
VP (SO ₂ -Äq.)	975	1.005	-30	-0,02
SO ₂	472	295	178	0,14
NO _x	719	1.020	-301	-0,23
Staub	54	36	19	0,01
CO	240	1.490	-1.251	-0,96
NM VOC	48	141	-93	-0,07

Quelle: Eigene Berechnungen

5.1.10 Stromerzeugung aus Deponiegas

Die Oberflächen-Abdichtung von Deponien und die Fassung sowie Verwertung des entstehenden Deponiegases, welches aus der bakteriellen Umsetzung des in Deponien unter anaeroben Bedingungen eingeschlossenen, organischen Siedlungsabfalls stammt, stellt eine relevante Klimaschutzmaßnahme dar. Zusätzliche Emissionsminderungseffekte ergeben sich, wenn das Deponiegas beispielsweise nicht abgefackelt, sondern zur Strom- bzw. gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung eingesetzt wird. Die grundsätzlich verfügbare KWK-Wärme kann mangels eigener oder dritter Wärmesenken in räumlicher Nähe häufig jedoch nicht genutzt werden.

Aktivitätsrate

Die Angabe zur Stromerzeugung aus Deponiegas wird von der Arbeitsgruppe Erneuerbare-Energien-Statistik (AGEE-Stat) übernommen (vgl. Kap. 4.2.1). Der in Tabelle 52 angegebene Datenstand entspricht der BMU-Publikation „Erneuerbare Energie in Zahlen – Nationale und internationale Entwicklung“, die jährlich im August/September publiziert wird. Zusätzlich erfolgt zum Jahresende sowie zum Februar/März eine unterjährige Datenaktualisierung. Die jeweils neuesten Daten in der Zeitreihe ab 1990 sind unter <http://www.erneuerbare-energien.de/die-themen/datenservice/zeitreihen-entwicklung-ab-1990/> abrufbar.

Die Stromerzeugung aus Deponiegas ergibt sich aus den amtlichen energiestatistischen Erhebungen der statistischen Landesämter. Sie setzt sich zusammen aus der Brutto-Stromerzeugung in Heiz(kraft)werken der öffentlichen Versorgung sowie in den Kraftwerken der Industrie. Hinzu kommt noch die Stromeinspeisung aus Anlagen „dritter“ Betreiber, die energiestatistisch lediglich über die Erhebung bei den Netzbetreibern erfasst werden. Korrespondierende Brennstoffeinsätze werden durch die AGEE-Stat nicht dargestellt. Hier wird auf die Veröffentlichungen der AG Energiebilanzen verwiesen.

Tabelle 52: Stromerzeugung aus Deponiegas

[GWh]	2012
Deponiegas	550

Quelle: AGEE-Stat, Datenstand Juli 2013. Aktualisierungen der Datenbasis erfolgen jeweils im Dezember und März und sind unter <http://www.erneuerbare-energien.de/die-themen/datenservice/zeitreihen-entwicklung-ab-1990/> abrufbar.

Substitutionsfaktoren

Die Substitutionsfaktoren für die Stromerzeugung aus Deponiegas werden mithilfe einer ex-post-Simulation von Fraunhofer ISI ermittelt (ISI, 2013). Die allgemeine Methodik wird in Kapitel 4.2.3 beschrieben. Aktuell liegen die gemittelten Substitutionsfaktoren der Stromerzeugung im Jahr 2011 vor (Tabelle 53). Diese werden vorläufig fortgeschrieben, bis die nächste ex post- Untersuchung für die Jahre 2012 und 2013 abgeschlossen ist.

Da Deponiegas kontinuierlich behandelt werden muss, werden BHKW im Dauerbetrieb eingesetzt (> 7.500 h/a). Bei den derzeitigen Preisrelationen werden hierbei überwiegend Steinkohle- und Gaskraftwerke verdrängt. Aufgrund der Stellung in der deutschen (und europäischen) Merit Order wird Braunkohlestrom hingegen nur in den Situationen verdrängt, in denen die gesamte Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien sehr hoch ist (d.h. Starkwind und/oder hohe Sonneneinstrahlung bei Schwachlast) und zugleich keine freien Netzkapazitäten zum Stromexport bestehen.

Tabelle 53: Substitutionsfaktoren der Stromerzeugung aus Deponiegas

[%]	Braunkohle	Steinkohle	Gas	Öl
Deponiegas	2,6	73,6	23,8	0,0

Quelle: (ISI, 2013)

Emissionsfaktoren

Die Datenlage hinsichtlich der Emissionen aus dem realen Betrieb von Deponiegas-BHKW ist besser als zum Beispiel bei Klärgas, da viele Anlagen aufgrund ihrer Leistungsgröße genehmigungspflichtig nach der 4. BImSchV sind. Die Betreiber genehmigungspflichtiger Anlagen über 1 MW Feuerungswärmeleistung haben nach 11. BImSchV alle vier Jahre eine Emissionserklärung der zuständigen Behörde zu übermitteln.

In einem Forschungsvorhaben im Auftrag des Umweltbundesamt wurden die vorliegenden Emissionserklärungen aus dem Jahre 2004 analysiert, um brennstoffspezifische Emissionsfaktoren für den direkten Anlagenbetrieb abzuleiten (Degel, et al., 2009). Auch wenn die Daten mit gewissen Unsicherheiten verbunden sind, werden sie als derzeit beste verfügbare Datenquellen im Rahmen des Nationalen Emissionsinventars verwendet (UBA, 2013).

Für die Emissionsbilanz erneuerbarer Energien werden diese brennstoffspezifischen Emissionsfaktoren unter Annahme eines aus den EEG-Daten der Bundesnetzagentur ermittelten elektrischen Nutzungsgrad von 37,5 Prozent in endenergiebezogene Faktoren umgerechnet. Die Emissionen aus der Vorkette werden per Definition gleich Null gesetzt, da es sich bei der Deponiegasgewinnung um einen Abfallprozess handelt.

Tabelle 54: Emissionsfaktoren der Stromerzeugung aus Deponiegas

[g/kWh]	THP CO ₂ -Äq.	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	VP SO ₂ -Äq.	SO ₂	NO _x	Staub	CO	NMVOC
GEMIS 4.8: Deponiegas- BHKW-GM 1 MW- 2010/brutto, (anpasst an UBA 2013)	25,7	0,000	1,161	0,004	0,736	0,251	0,696	0,007	1,122	0,060

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis GEMIS 4.8 (IINAS, 2013), (UBA, 2013), AGEE-Stat.

Die Emissionsfaktoren der verdrängten fossilen Stromerzeugung wurde auf Basis des Nationalen Emissionsinventars abgeleitet und durch die entsprechenden Vorketten der Brennstoffgewinnung und -bereitstellung aus GEMIS 4.8 ergänzt (vgl. Kapitel 4.2.2, 4.2.5).

Tabelle 55: Emissionsfaktoren der Stromerzeugung aus fossilen Energien

[g/kWh]	THP CO ₂ -Äq.	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	VP SO ₂ -Äq.	SO ₂	NO _x	Staub	CO	NMVOC
BrK	1080,1	1069,2	0,030	0,033	1,087	0,603	0,696	0,032	0,562	0,013
StK	922,9	841,8	3,110	0,011	0,853	0,467	0,552	0,032	0,111	0,028
Gas	445,6	416,6	1,226	0,010	0,391	0,015	0,541	0,072	0,370	0,067

Öl	789,5	779,5	0,206	0,013	1,518	0,912	0,871	0,080	0,305	0,150
----	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------

Quelle: (UBA, 2013), GEMIS 4.8 (IINAS, 2013)

Emissionsbilanz

Die Netto-Emissionsbilanz der Stromerzeugung aus Deponiegas errechnet sich aus den oben angegebenen Einzelgrößen. Die allgemeine Methodik wird in Kapitel 4.1.1 beschrieben.

In Hinblick auf die Wirkungskategorie Treibhausgaseffekt wurden durch die Stromerzeugung aus Deponiegas Treibhausgasemissionen in Höhe von ca. 0,4 Mio. t CO_{2eq.} vermieden. Der spezifische Vermeidungsfaktor beträgt ca. 790 g / kWh_{el} bezogen auf die Brutto-Stromerzeugung bzw. Einspeisung in das öffentliche Stromnetz.

In Hinblick auf versauernd wirkende Luftschadstoffemissionen leistet die Deponiegasnutzung nur einen geringen Minderungsbeitrag. In Hinblick auf weitere Luftschadstoffe wie Kohlenmonoxid und flüchtige organische Verbindungen wie zum Beispiel Formaldehyd, die zur Bildung von bodennahem Ozon beitragen können (so genannter Sommersmog), ist die Emissionsbilanz im negativen Bereich. Die spezifischen Staubemissionen sind hingegen etwas geringer als zum Beispiel bei der Stromerzeugung in Kohlekraftwerken.

Tabelle 56: Emissionsbilanz der Stromerzeugung aus Deponiegas

	Vermiedene Emissionen	Verursachte Emissionen	Emissionsbilanz (Netto)	Spezifischer Vermeidungsfaktor
	$Ev = A * SF * EF_{fossil}$	$Eu = A * EF_{ee}$	$EB = Ev - Eu$	EB / A
	[t]	[t]	[t]	[g/kWh]
THP (CO ₂ -Äq.)	447.503	14.157	433.346	787,90
CO ₂	410.708	0	410.708	746,74
CH ₄	1.420	639	781	1,42
N ₂ O	6	2	4	0,01
VP (SO ₂ -Äq.)	412	405	8	0,01
SO ₂	200	138	62	0,11
NO _x	304	383	-79	-0,14
Staub	23	4	19	0,04
CO	101	617	-516	-0,94
NM VOC	20	33	-13	-0,02

Quelle: Eigene Berechnungen

5.1.11 Stromerzeugung aus dem biogenen Anteil des Siedlungsabfalls

Durch das Verbot der Deponierung unbehandelter Siedlungsabfälle seit 2005 hat die energetische Verwertung des Siedlungsabfalls stark zugenommen. Parallel dazu wurde durch das 2003 in Kraft getretene Energiestatistikgesetz sowie mit der Umsetzung der EU-Verordnung über die Energiestatistik (VO EG/1099/2008) die Datenlage bei der energetischen Verwertung von Abfällen erheblich verbessert.

Die Stromerzeugung aus dem biologisch abbaubaren bzw. biogenen Anteil des Siedlungsabfalls wird im Einklang mit der vorstehend zitierten EU-Verordnung der Richtlinie zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (2009/28/EG) als erneuer-

bare Energie ausgewiesen. Auf der Grundlage eines Fachgutachtens der TU Dresden im Auftrag des Umweltbundesamtes wird der biogene Anteil des Siedlungsabfalls auf Bundesebene mit 50 % (energetisch) angesetzt (Hofmann, 2010).

Da es oft zu begrifflichen Verwirrungen hinsichtlich der Einordnung von Siedlungsabfall, Industrieabfall und fester Biomasse kommt, werden in Tabelle 57 die einschlägigen statistischen Konventionen aufgeführt.

Tabelle 57: Begriffsdefinitionen in der EU-Verordnung über die Energiestatistik (VO EG/1099/2008) (Ausschnitt)

6. Industrieabfälle (nicht erneuerbare Quellen)	Industrieabfälle (fest oder flüssig) als nicht erneuerbare Energiequelle, die zur Erzeugung von Elektrizität und/oder Wärme direkt verbrannt werden. Die verbrauchte Brennstoffmenge sollte als Nettoheizwert angegeben werden. Industrieabfälle aus erneuerbaren Energiequellen sind in den Kategorien feste Biomasse, Biogas und/oder flüssige Biobrennstoffe zu erfassen.
7. Siedlungsabfälle:	Abfälle aus Haushalten, Krankenhäusern und dem tertiären Sektor (Gewerbe, Handel, Dienstleistungen), die in besonderen Anlagen verbrannt werden, angegeben als Nettoheizwert.
7.1. davon: erneuerbare Energiequellen	Der Anteil der Siedlungsabfälle, der biologischen Ursprungs ist.
7.2. davon: nicht erneuerbare Energiequellen	Der Anteil der Siedlungsabfälle, der nicht biologischen Ursprungs ist.
8. Feste Biomasse:	Organisches, nicht fossiles Material biologischen Ursprungs, das als Brennstoff zur Erzeugung von Wärme oder Elektrizität genutzt werden kann. Folgende Formen werden unterschieden:
8.1. davon: Holzkohle	Feste Rückstände der zerstörenden Destillation und der Pyrolyse von Holz und sonstigem Pflanzenmaterial.
8.2. davon: Holz, Holzabfälle und sonstige Abfälle	Zum Zwecke der Energiegewinnung angebaute Energiepflanzen (Papeln, Weiden usw.) sowie viele in industriellen Prozessen (insbesondere in der Holz- und Papierindustrie) als Nebenprodukte anfallende oder direkt aus der Land- und Forstwirtschaft gelieferte Holzmaterialien (Brennholz, Holzschnitzel, Rinde, Hack-, Säge- und Hobelspäne, Schwarzlauge usw.) und Abfälle wie Stroh, Reisspelzen, Nusschalen, Geflügeleinstreu oder Weintreber. Diese festen Abfälle werden vorzugsweise verbrannt. Die verbrauchte Brennstoffmenge sollte als Nettoheizwert angegeben werden.

Aktivitätsrate

Die Angabe zur Stromerzeugung aus dem biogenen Anteil des Siedlungsabfalls wird von der Arbeitsgruppe Erneuerbare-Energien-Statistik (AGEE-Stat) übernommen (vgl. Kap. 4.2.1). Der in Die Stromerzeugung aus dem energetisch genutzten biogenen Anteil des Siedlungsabfalls wird über die amtlichen energiestatistischen Erhebungen der statistischen Landesämter erfasst. Die Summe setzt sich zusammen aus der Brutto-Stromerzeugung in Heiz(kraft)-werken der öffentlichen Versorgung (u.a. „Müllverbrennungsanlagen“) sowie in den i.d.R. in Kraft-Wärme-Kopplung betriebenen Heizkraftwerken der Industrie. Hinzu kommt noch die Stromeinspeisung aus den Anlagen „dritter“ Betreiber (Leistung i.d.R. < 1 MW_{el}), die energiestatistisch lediglich über die Erhebung bei den Netzbetreibern erfasst werden. Korrespondierende Brennstoffeinsätze werden durch

die AGEE-Stat nicht dargestellt. Hier wird auf die Veröffentlichungen der AG Energiebilanzen verwiesen.

Tabelle 58 angegebene Datenstand entspricht der BMU-Publikation „Erneuerbare Energie in Zahlen – Nationale und internationale Entwicklung“, die jährlich im August/September publiziert wird. Zusätzlich erfolgt zum Jahresende sowie zum Februar/März eine unterjährige Datenaktualisierung. Die jeweils neuesten Daten in der Zeitreihe ab 1990 sind unter <http://www.erneuerbare-energien.de/die-themen/datenservice/zeitreihen-entwicklung-ab-1990/> abrufbar.

Die Stromerzeugung aus dem energetisch genutzten biogenen Anteil des Siedlungsabfalls wird über die amtlichen energiestatistischen Erhebungen der statistischen Landesämter erfasst. Die Summe setzt sich zusammen aus der Brutto-Stromerzeugung in Heiz(kraft)werken der öffentlichen Versorgung (u.a. „Müllverbrennungsanlagen“) sowie in den i.d.R. in Kraft-Wärme-Kopplung betriebenen Heizkraftwerken der Industrie. Hinzu kommt noch die Stromeinspeisung aus den Anlagen „dritter“ Betreiber (Leistung i.d.R. < 1 MW_{el}), die energiestatistisch lediglich über die Erhebung bei den Netzbetreibern erfasst werden. Korrespondierende Brennstoffeinsätze werden durch die AGEE-Stat nicht dargestellt. Hier wird auf die Veröffentlichungen der AG Energiebilanzen verwiesen.

Tabelle 58: Stromerzeugung aus dem biogenen Anteil des Siedlungsabfalls

[GWh]	2012
Biogener Anteil des Abfalls	4.900

Quelle: AGEE-Stat, Datenstand Juli 2013. Aktualisierungen der Datenbasis erfolgen jeweils im Dezember und März und sind unter <http://www.erneuerbare-energien.de/die-themen/datenservice/zeitreihen-entwicklung-ab-1990/> abrufbar.

Substitutionsfaktoren

Die Substitutionsfaktoren für die Stromerzeugung aus dem biogenen Anteil des Siedlungsabfalls werden mithilfe einer ex-post-Simulation von Fraunhofer ISI ermittelt (ISI, 2013). Die allgemeine Methodik wird in Kapitel 4.2.3 beschrieben. Aktuell liegen die gemittelten Substitutionsfaktoren der Stromerzeugung im Jahr 2011 vor (Tabelle 53). Diese werden vorläufig fortgeschrieben, bis die nächste ex post- Untersuchung für die Jahre 2012 und 2013 abgeschlossen ist.

Da die Anlagen zur energetischen Verwertung von Siedlungsabfällen in der Regel auf Dauerbetrieb ausgelegt sind, entsteht ein sehr gleichmäßiges Erzeugungsprofil. Bei den derzeitigen Preisrelationen werden hierbei überwiegend Steinkohle- und Gaskraftwerke verdrängt. Aufgrund der Stellung in der deutschen (und europäischen) Merit Order wird Braunkohlestrom hingegen nur in den Situationen verdrängt, in denen die gesamte Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien sehr hoch ist (d.h. Starkwind und/oder hohe Sonneneinstrahlung bei Schwachlast) und zugleich keine freien Netzkapazitäten zum Stromexport bestehen.

Tabelle 59: Substitutionsfaktoren der Stromerzeugung aus dem biogenen Anteil des Siedlungsabfalls

	Braunkohle	Steinkohle	Gas	Öl
Biogener Anteil des Abfalls	2,7	74,5	22,8	0,0

Quelle: FhISI 2013

Emissionsfaktoren

Die Emissionsfaktoren für die Stromerzeugung aus Siedlungsabfällen sind nachfolgend dokumentiert. Sie werden dem Nationalen Emissionsinventar des Umweltbundesamtes entnommen und liegen dort je Einheit Primärenergie vor. Die Faktoren werden daher in GEMIS 4.8 importiert und über repräsentative Kennziffern zum elektrischen Nutzungsgrad sowie zum Verhältnis von Strom und Wärme in die funktionelle Einheit kWh_{el} umgerechnet. Als elektrischer Nutzungsgrad wird hierbei 11% angesetzt.

Emissionen aus der Vorkette werden per Definition gleich Null gesetzt, da die Aufwendungen zur Sammlung der Siedlungsabfälle ohnehin angefallen wären, d.h. auch bei einer bis zum Jahr 2005 zulässigen Deponierung. Verbleibende Emissionen aus der Zufuhr der Siedlungsabfälle im Heiz(kraft)werk sowie die Emissionen aus der Herstellung des Heiz(kraft)werks sind über den gesamten Lebenszyklus so gering, dass von einer Bilanzierung abgesehen wird.

Tabelle 60: Emissionsfaktoren der Stromerzeugung aus dem biogenen Anteil des Siedlungsabfalls

[g/kWh]	THP CO ₂ -Äq.	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	VP SO ₂ -Äq.	SO ₂	NO _x	Staub	CO	NMVOC
GEMIS 4.8: Müll-biogen- HKW-DT-DE- 2010/en-AGEE- Stat/UBA (anpasst an UBA 2013)	5,2	0,000	0,023	0,015	0,457	0,040	0,600	0,006	0,059	0,003

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis GEMIS 4.8 (IINAS, 2013), (UBA, 2013), AGEE-Stat

Die Emissionsfaktoren der verdrängten fossilen Stromerzeugung wurde auf Basis des Nationalen Emissionsinventars abgeleitet und durch die entsprechenden Vorketten der Brennstoffgewinnung und -bereitstellung aus GEMIS 4.8 ergänzt (vgl. Kapitel 4.2.2, 4.2.5).

Tabelle 61: Emissionsfaktoren der Stromerzeugung aus fossilen Energien

[g/kWh]	THP CO ₂ -Äq.	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	VP SO ₂ -Äq.	SO ₂	NO _x	Staub	CO	NMVOC
BrK	1080,1	1069,2	0,030	0,033	1,087	0,603	0,696	0,032	0,562	0,013
StK	922,9	841,8	3,110	0,011	0,853	0,467	0,552	0,032	0,111	0,028
Gas	445,6	416,6	1,226	0,010	0,391	0,015	0,541	0,072	0,370	0,067
Öl	789,5	779,5	0,206	0,013	1,518	0,912	0,871	0,080	0,305	0,150

Quelle: (UBA, 2013), GEMIS 4.8 (IINAS, 2013)

Emissionsbilanz

Die Netto-Emissionsbilanz der Stromerzeugung aus dem biogenen Anteil des Abfalls errechnet sich aus den oben angegebenen Einzelgrößen. Die allgemeine Methodik wird in Kapitel 4.1.1 beschrieben.

In Hinblick auf die Wirkungskategorie Treibhausgaseffekt wurden durch die Stromerzeugung aus dem biogenen Anteil des Abfalls Treibhausgasemissionen in Höhe von ca. 4,0

Mio. t CO₂-Äq. vermieden. Der spezifische Vermeidungsfaktor beträgt 813 g CO₂-Äq. / kWh_{el} bezogen auf die Brutto-Stromerzeugung.

In Hinblick auf sonstige Luftschadstoffemissionen führt die Stromerzeugung aus dem biogenen Anteil des Siedlungsabfalls zu etwas geringeren Emissionen als die verdrängte fossile Stromerzeugung. Eine Ausnahme bilden lediglich die NO_x-Emissionen – hier ist die Emissionsbilanz leicht negativ.

Tabelle 62: Emissionsbilanz der Stromerzeugung aus dem biogenen Anteil des Abfalls

	Vermiedene Emissionen	Verursachte Emissionen	Emissionsbilanz (Netto)	Spezifischer Vermeidungsfaktor
	$Ev = A * SF * EF_{\text{fossil}}$	$Eu = A * EF_{\text{ee}}$	$EB = Ev - Eu$	EB / A
	[t]	[t]	[t]	[g/kWh]
THP (CO ₂ -Äq.)	4.010.357	25.257	3.985.100	813,29
CO ₂	3.680.270	0	3.680.270	751,08
CH ₄	12.730	111	12.619	2,58
N ₂ O	57	74	-17	0,00
VP (SO ₂ -Äq.)	3.697	2.240	1.457	0,30
SO ₂	1.803	194	1.609	0,33
NO _x	2.712	2.940	-227	-0,05
Staub	203	30	173	0,04
CO	892	290	602	0,12
NM VOC	180	15	165	0,03

Quelle: Eigene Berechnung

5.2 Wärme

5.2.1 Wärmebereitstellung aus fester Biomasse (Haushalte)

Biogene Festbrennstoffe, d.h. Holz, werden in Deutschland seit langem zur dezentralen Wärmeerzeugung eingesetzt. Von den etwa 15 Mio. Holzfeuerstätten in privaten Haushalten wird der überwiegende Anteil lediglich als Zusatz- bzw. Nebenheizungen betrieben. Unterstützt durch das BMU-Markteinführungsprogramm für erneuerbare Energien hat jedoch auch die Verbreitung von Zentralheizungen (Heizkesseln) für biogene Festbrennstoffe in den letzten Jahren deutlich zugenommen. Während Scheitholz-Heizkessel traditionell manuell beschickt werden, ist bei dem seit einigen Jahren verstärkt nachgefragten, genormten Brennstoff Holzpellets eine automatische Beschickung üblich.

Aktivitätsrate

Die Angabe zur Wärmebereitstellung aus fester Biomasse wird von der Arbeitsgruppe Erneuerbare-Energien-Statistik (AGEE-Stat) übernommen (siehe Kap. 4.2.1). Der in Tabelle 63 angegebene Datenstand entspricht der BMU-Publikation „Erneuerbare Energie in Zahlen – Nationale und internationale Entwicklung“ die jährlich im August/September publiziert wird. Zusätzlich erfolgt zum Jahresende sowie zum Februar/März eine unterjährigere Datenaktualisierung. Die jeweils neuesten Daten in der Zeitreihe ab 1990 sind unter <http://www.erneuerbare-energien.de/die-themen/datenservice/zeitreihen-entwicklung-ab-1990/> abrufbar.

Die angegebene Wärmebereitstellung aus fester Biomasse in privaten Haushalten bezieht sich auf die zur dezentralen Wärmeerzeugung in privaten Haushalten eingesetzte Endenergie. Dies ist analog zu der Bilanzierung fossiler Brennstoffe wie Heizöl oder Erdgas in der deutschen Energiebilanz. Da keine amtliche Erfassung des Energieverbrauchs privater Haushalte besteht, muss auf Zusatzerhebungen bzw. Verbandsangaben zurückgegriffen werden:

- Der jährliche Verbrauch an Scheitholz und an Holzbriketts wird von der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB) auf Grundlage einer repräsentativen telefonischen Haushaltsbefragung der Rheinbraun Brennstoff GmbH ermittelt (AGEB, 2012). Die nach Heizperioden erhobenen, hochgerechneten Energieverbräuche werden über ein Gradtagszahlmodell des Deutschen Instituts für Wirtschaftsforschung (DIW) auf die Kalenderjahre verteilt. Die für die Emissionen relevante Unterteilung nach dem Einsatz in Einzel- oder Scheitholzfeuerungen erfolgt gutachterlich auf Basis eines UFO Plan-Vorhabens des Umweltbundesamtes (Struschka, et al., 2008).
- Der jährliche Verbrauch an Holzpellets wird vom Deutschen Energieholz- und Pelletverband (DEPV) ausgewiesen. Er errechnet sich aus der inländischen Pelletproduktion und dem Außenhandelsaldo an Holzpellets (DEPV, o.J.).

Tabelle 63: Wärmebereitstellung aus fester Biomasse in privaten Haushalten

[GWh]	2012
Feste Biomasse (Haushalte)	74.400
dar. Einzelfeuerungen	48.892
dar. Scheitholz-Zentralfeuerungen	17.178
dar. Pelletfeuerungen	8.330

Quelle: AGEE-Stat, Datenstand Juli 2013. Aktualisierungen der Datenbasis erfolgen jeweils im Dezember und März und sind unter <http://www.erneuerbare-energien.de/die-themen/datenservice/zeitreihen-entwicklung-ab-1990/> abrufbar.

Substitutionsfaktoren

Die Ermittlung der durch den Holzeinsatz in privaten Haushalten substituierten fossilen Energieträger stellt eine große Herausforderung dar. Ursache hierfür ist die große Zahl und Vielfalt an dezentralen Versorgungsstrukturen und Nutzerverhalten sowie die im Allgemeinen unbefriedigende energiestatistischen Datenlage zum Energieverbrauch privater Haushalte. Zudem liegen weder für fossile noch für erneuerbare Energien verlässliche Informationen zu den Nutzungsgraden der verschiedenen Feuerungsanlagen vor, so dass die Bilanzierung auf der Ebene der Endenergie erfolgt. Insbesondere beim Einsatz von Holz in alten, ineffizienten Feuerstätten werden die Substitutionseffekte dadurch überschätzt.

Die in Tabelle 64 ausgewiesenen Substitutionsfaktoren für in Einzelfeuerungen eingesetztes Brennholz fußen auf einer Sonderauswertung der seit mehreren Jahren von RWI/Forsa durchgeführten, repräsentativen Zusatzerhebungen zum Energieverbrauch privater Haushalte (RWI/Forsa, 2008) (vgl. Kap. 4.2.4). Demnach wird ca. zur Hälfte Erdgas verdrängt und zu gut einem Drittel Heizöl.

Für Scheitholz- und Pellets-Zentralfeuerungen wurde in Anlehnung an Befragungsergebnisse des Technologie- und Förderzentrums Straubing im Rahmen der wissenschaftlichen Evaluation des Marktanreizprogramms¹¹ ein Substitutionsfaktor von 65 % Heizöl abgeleitet (vgl. (Reisinger, et al., 2009); (Nast, et al., 2009)). Des Weiteren wird ein relativ geringer Substitutionsfaktor für Erdgas von 20 % angesetzt, der die starke Verbreitung von Scheitholz- und Pelletkesseln in ländlichen Räumen (d.h. ohne Anschlussmöglichkeit an das Gasnetz) widerspiegelt. Aus dem gleichen Grund werden auch die Substitutionsfaktoren für Kohle und Heizstrom etwas höher angesetzt als bei Einzelfeuerungen (zur räumlichen Verteilung von Stromheizungen vgl. u.a. (Frey, et al., 2007)).

Tabelle 64: Substitutionsfaktoren der Wärmebereitstellung aus fester Biomasse in privaten Haushalten

[%]	Öl	Gas	StK	BrK	FW	Elt
Einzelfeuerung	40,6	49,9	0,4	1,1	1,8	6,3
Scheitholz-Zentralfeuerung	65,0	20,0	2,0	3,0	0,0	10,0
Pellet-Zentralfeuerung	65,0	20,0	2,0	3,0	0,0	10,0

Quelle: eigene Berechnungen in Anlehnung an (RWI/Forsa, 2008), (Reisinger, et al., 2009), (Frey, et al., 2007)

Emissionsfaktoren

Aufgrund der Vielzahl an dezentralen Kleinf Feuerungsanlagen liegen weder für den Einsatz fossiler Energieträger noch für den Einsatz von Holz repräsentative Messergebnisse für die betrachteten Schadstoffe vor. Im Folgenden wird daher auf ein im Auftrag des Umweltbundesamts erstelltes Forschungsvorhaben „Effiziente Bereitstellung aktueller Emissionsdaten für die Luftreinhaltung“ zurückgegriffen (Struschka, et al., 2008). Auch

¹¹ (Reisinger, et al., 2009) ermittelten im Rahmen einer wissenschaftlichen Evaluation des Marktanreizprogramms bei einer Befragung von Fördermittelempfänger in der Kategorie kleine Biomassekessel bis 100 kW folgende Anteile substituierter fossiler Energieträger (n=449 überwiegend Pellets- und Scheitholzessel): 72 % Heizöl, 18% Erdgas, 9 % Heizstrom; 1 % sonstige Energieträger).

wenn die ermittelten Daten mit Unsicherheiten verbunden sind, werden sie als derzeit beste verfügbare Datenquellen im Rahmen des Nationalen Emissionsinventars verwendet (vgl. Kap. 4.2.2) (UBA, 2013).

Unter Berücksichtigung von Geräteart, Leistung, Betriebsweise und Altersstruktur wurden in (Struschka, et al., 2008) gerätespezifische Emissionsfaktoren des Anlagenbetriebes ermittelt. Diese direkten Emissionsfaktoren werden ergänzt durch Vorkettenemissionen für die Ernte und den Transport des Scheitholzes aus GEMIS (vgl. Kap. 4.2.5) und für die Ernte, die Herstellung und den Transport von Holzpellets aus Ecoinvent (vgl. Kap. 4.2.50).

Tabelle 65: Emissionsfaktoren der Wärmebereitstellung aus fester Biomasse in privaten Haushalten

[g/kWh]	THP CO ₂ -Äq.	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	VP SO ₂ -Äq.	SO ₂	NO _x	Staub	CO	NM VOC
Einzelfeuerung	16,1	3,9	0,480	0,007	0,211	0,037	0,251	0,437	11,413	0,751
Scheitholz-zentral	12,3	10,4	0,075	0,001	0,295	0,028	0,384	0,250	8,735	0,121
Pellets-zentral	32,0	30,5	0,057	0,001	0,382	0,116	0,383	0,118	0,711	0,029

Quelle: (UBA, 2013), GEMIS (IINAS, 2013), Ecoinvent v2.1.

Die Emissionsfaktoren der verdrängten fossilen Wärmebereitstellung wurde auf Basis des Nationalen Emissionsinventars (vgl. Kap. 4.2.2) abgeleitet und durch die entsprechenden Vorketten der Brennstoffgewinnung und -bereitstellung aus GEMIS 4.8 ergänzt (vgl. Kapitel 4.2.2, 4.2.5).

Tabelle 66: Emissionsfaktoren der Wärmebereitstellung aus fossilen Energieträgern in privaten Haushalten

[g/kWh]	THP CO ₂ -Äq.	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	VP SO ₂ -Äq.	SO ₂	NO _x	Staub	CO	NM VOC
Heizöl (Haushalte)	314,4	311,7	0,084	0,003	0,505	0,330	0,252	0,019	0,144	0,049
Erdgas (Haushalte)	248,1	225,8	1,033	0,002	0,134	0,011	0,176	0,006	0,136	0,052
Steinkohlen (Haushalte)	419,1	354,9	2,419	0,043	1,794	1,482	0,448	0,075	12,499	0,235
Braunkohle-Brikett (Haushalte)	428,7	414,8	0,229	0,029	0,641	0,381	0,373	0,428	8,554	0,596
Fernwärme (inkl. Netzverluste)	325,4	309,4	0,607	0,010	0,496	0,260	0,338	0,029	0,143	0,019
Stromheizung (inkl. Netzverluste)	626,1	600,4	0,856	0,025	0,686	0,306	0,545	0,041	0,326	0,027

Quelle: (UBA, 2013), GEMIS 4.8 (IINAS, 2013)

Emissionsbilanz

Die brennstoff- bzw. feuerungstypspezifischen Netto-Emissionsbilanzen der Wärmebereitstellung aus fester Biomasse in privaten Haushalten errechnen sich aus den oben angegebenen Einzelgrößen (vgl. Der spezifische Treibhausgas-Vermeidungsfaktor beträgt bei Einzelfeuerungen aufgrund des hohen Substitutionsanteils von Erdgas knapp 290 g CO₂-Äq / kWh_{th}. Scheitholz-Zentralfeuerungen ersetzen überwiegend Heizöl und weisen ebenfalls nur geringe Vorkettenemissionen auf, so dass sich insgesamt ein spezifischer Treibhaus-

gas-Vermeidungsfaktor von $325 \text{ g CO}_2\text{-}\ddot{\text{A}}_{\text{q}} / \text{kWh}_{\text{th}}$ ergibt. Holzpelletfeuerungen hingegen liegen durch die Aufwendungen für Brennstoffherstellung und -transport bei ca. $305 \text{ g CO}_2\text{-}\ddot{\text{A}}_{\text{q}} / \text{kWh}_{\text{th}}$.

Im Hinblick auf versauernd wirkende Luftschadstoffe ist festzuhalten, dass mit dem Einsatz fester Biomasse gegenüber allen substituierten Energieträgern außer Erdgas geringere Schwefeldioxidemissionen verbunden sind. Bei Stickoxiden ist die Emissionsbilanz insbesondere bei Zentralfeuerungsanlagen jedoch leicht negativ.

Hinsichtlich weiterer Luftschadstoffe sind vor allem die hohen Staub- und Kohlenmonoxidemissionen aus dem Betrieb von Einzelfeuerstätten hervorzuheben. Da diese wesentlich durch gerätebedingt unvollständige Verbrennung in jahrzehntealten Einzelfeuerungen entstehen, wurden mit der Novelle der 1. BImSchV im Jahr 2010 die Emissionsgrenzwerte verschärft. Nach einer Übergangszeit sind die Betreiber zu einem Austausch oder Nachrüstung der Anlagen verpflichtet, die die neuen Emissionsgrenzwerte nicht einhalten können.

Tabelle 67 bis Tabelle 69). Die allgemeine Methodik wird in Kapitel 4.1.1 beschrieben.

In Hinblick auf die Wirkungskategorie Treibhausgaseffekt werden durch die Wärmebereitstellung aus fester Biomasse Treibhausgasemissionen in Höhe von ca. 22,0 Mio. t $\text{CO}_2\text{-}\ddot{\text{A}}_{\text{q}}$ vermieden. Etwa zwei Drittel lassen sich Einzelfeuerungen und ca. ein Viertel auf Zentralfeuerungen zuordnen. Die verbleibenden gut 10 Prozent entfallen auf Pelletfeuerungen.

Der spezifische Treibhausgas-Vermeidungsfaktor beträgt bei Einzelfeuerungen aufgrund des hohen Substitutionsanteils von Erdgas knapp $290 \text{ g CO}_2\text{-}\ddot{\text{A}}_{\text{q}} / \text{kWh}_{\text{th}}$. Scheitholz-Zentralfeuerungen ersetzen überwiegend Heizöl und weisen ebenfalls nur geringe Vorkettenemissionen auf, so dass sich insgesamt ein spezifischer Treibhausgas-Vermeidungsfaktor von $325 \text{ g CO}_2\text{-}\ddot{\text{A}}_{\text{q}} / \text{kWh}_{\text{th}}$ ergibt. Holzpelletfeuerungen hingegen liegen durch die Aufwendungen für Brennstoffherstellung und -transport bei ca. $305 \text{ g CO}_2\text{-}\ddot{\text{A}}_{\text{q}} / \text{kWh}_{\text{th}}$.

Im Hinblick auf versauernd wirkende Luftschadstoffe ist festzuhalten, dass mit dem Einsatz fester Biomasse gegenüber allen substituierten Energieträgern außer Erdgas geringere Schwefeldioxidemissionen verbunden sind. Bei Stickoxiden ist die Emissionsbilanz insbesondere bei Zentralfeuerungsanlagen jedoch leicht negativ.

Hinsichtlich weiterer Luftschadstoffe sind vor allem die hohen Staub- und Kohlenmonoxidemissionen aus dem Betrieb von Einzelfeuerstätten hervorzuheben. Da diese wesentlich durch gerätebedingt unvollständige Verbrennung in jahrzehntealten Einzelfeuerungen entstehen, wurden mit der Novelle der 1. BImSchV im Jahr 2010 die Emissionsgrenzwerte verschärft. Nach einer Übergangszeit sind die Betreiber zu einem Austausch oder Nachrüstung der Anlagen verpflichtet, die die neuen Emissionsgrenzwerte nicht einhalten können.

Tabelle 67: Emissionsbilanz der Wärmebereitstellung aus fester Biomasse in Einzelfeuerungen

	Vermiedene Emissionen	Verursachte Emissionen	Emissionsbilanz (Netto)	Spezifischer Vermeidungs-faktor
	$Ev = A * SF *$	$Eu = A * EF_{fee.}$	$EB = Ev - Eu$	EB / A
	[t]	[t]	[t]	[g/kWh]
THP (CO ₂ -Äq.)	14.804.722	789.314	14.015.409	286,7
CO ₂	14.094.518	191.376	13.903.141	284,4
CH ₄	30.573	23.448	7.125	0,146
N ₂ O	220	340	-121	-0,002
VP (SO ₂ -Äq.)	16.504	10.333	6.171	0,126
SO ₂	8.468	1.806	6.662	0,136
NO _x	11.546	12.252	-706	-0,014
Staub	924	21.346	-20.422	-0,418
CO	14.418	558.026	-543.609	-11,119
NMVOC	2.715	36.702	-33.987	-0,695

Quelle: Eigene Berechnungen

Tabelle 68: Emissionsbilanz der Wärmebereitstellung aus fester Biomasse in Zentralfeuerungen

	Vermiedene Emissionen	Verursachte Emissionen	Emissionsbilanz (Netto)	Spezifischer Vermeidungs-faktor
	$Ev = A * SF *$	$Eu = A * EF_{fee.}$	$EB = Ev - Eu$	EB / A
	[t]	[t]	[t]	[g/kWh]
THP (CO ₂ -Äq.)	5.803.739	211.576	5.592.163	325,5
CO ₂	5.622.843	177.904	5.444.939	317,0
CH ₄	6.910	1.285	5.625	0,327
N ₂ O	115	22	94	0,005
VP (SO ₂ -Äq.)	8.221	5.065	3.156	0,184
SO ₂	4.950	477	4.473	0,260
NO _x	4.700	6.591	-1.892	-0,110
Staub	552	4.293	-3.741	-0,218
CO	11.334	150.048	-138.714	-8,075
NMVOC	1.162	2.076	-914	-0,053

Quelle: Eigene Berechnungen

Tabelle 69: Emissionsbilanz der Wärmebereitstellung aus fester Biomasse in Pelletfeuerungen

	Vermiedene Emissionen	Verursachte Emissionen	Emissionsbilanz (Netto)	Spezifischer Vermeidungs-faktor
	$Ev = A * SF *$	$Eu = A * EF_{fee.}$	$EB = Ev - Eu$	EB / A
	[t]	[t]	[t]	[g/kWh]
THP (CO ₂ -Äq.)	2.814.331	266.779	2.547.552	305,8
CO ₂	2.726.612	254.062	2.472.549	296,8
CH ₄	3.351	477	2.874	0,345

N ₂ O	56	9	47	0,006
VP (SO ₂ -Äq.)	3.987	3.184	802	0,096
SO ₂	2.400	966	1.435	0,172
NO _x	2.279	3.188	-908	-0,109
Staub	268	985	-718	-0,086
CO	5.496	5.920	-424	-0,051
NM VOC	563	240	323	0,039

Quelle: Eigene Berechnungen

5.2.2 Wärmebereitstellung aus fester Biomasse in der Industrie

In der Holzverarbeitenden Industrie, aber auch in der Papier- und Möbelindustrie fällt in großem Umfang Restholz wie Schwarten, Späne, Schwarzlauge, Verpackungsholz, Verschnitt oder Rinde an. Die energetische Nutzung dieser kostengünstig verfügbaren Brennstoffpotenziale zur Bereitstellung von Raum- und Prozesswärme (z. B. für die technische Holz Trocknung) hat in Deutschland eine lange Tradition.

Mit dem Anstieg der Energiepreise für fossile Energien war eine Ausweitung der Wärmebereitstellung aus fester Biomasse verbunden. In diesem Zusammenhang ist auch die zunehmende energetische Verwertung biogener Industrieabfälle zu erwähnen, welche in der Energiestatistik ebenfalls unter feste Biomasse subsumiert werden.

Aktivitätsrate

Die Angabe zur Wärmebereitstellung aus fester Biomasse wird von der Arbeitsgruppe Erneuerbare-Energien-Statistik (AGEE-Stat) übernommen (vgl. Kap. 4.2.1). Der in Tabelle 70 angegebene Datenstand entspricht der BMU-Publikation „Erneuerbare Energie in Zahlen – Nationale und internationale Entwicklung“, die jährlich im August/September publiziert wird. Zusätzlich erfolgt zum Jahresende sowie zum Februar/März eine unterjährig Datenaktualisierung. Die jeweils neuesten Daten in der Zeitreihe ab 1990 sind unter <http://www.erneuerbare-energien.de/die-themen/datenservice/zeitreihen-entwicklung-ab-1990/> abrufbar.

Die angegebene Wärmebereitstellung aus fester Biomasse in der Industrie bezieht sich – analog zur Bilanzierung fossiler Brennstoffe wie Heizöl oder Erdgas in der deutschen Energiebilanz – auf die zur Wärmeerzeugung in Industriebetrieben eingesetzte Endenergie. Die Angaben beruhen auf der von den statistischen Landesämtern durchgeführten Vollerhebung über die Energieverwendung der Betriebe des verarbeitenden Gewerbes sowie des Bergbaus und der Gewinnung von Steinen und Erden.

Hinsichtlich der Feuerungsanlagen ist zu beachten, dass zwar die Mehrzahl der Anlagen Industriekessel zur ungekoppelten Wärmeerzeugung darstellen. Der überwiegende Teil der Wärmebereitstellung entfällt jedoch auf den der Wärmeerzeugung in industriellen Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen zuzurechnenden Brennstoffeinsatz.

Tabelle 70: Wärmebereitstellung (Endenergie) aus fester Biomasse in der Industrie

[GWh]	2012
Feste Biomasse (Industrie)	21.800

Quelle: AGEE-Stat, Datenstand Juli 2013. Aktualisierungen der Datenbasis erfolgen jeweils im Dezember und März und sind unter <http://www.erneuerbare-energien.de/die-themen/datenservice/zeitreihen-entwicklung-ab-1990/> abrufbar.

Substitutionsfaktoren

Wie in Kap. 5.2.2 bereits ausgeführt, konzentrieren sich die energetisch genutzten Stoffströme vor allem auf die Wirtschaftszweige Papier- und Zellstoffindustrie (Schwarzlauge), Holzindustrie (Sägerestholz) und Verarbeitung von Steinen und Erden (biogener Industrieabfall). Ausgehend von diesem Befund wird der fossile Endenergieverbrauchsmix dieser Wirtschaftszweige, in den Energiebilanzzeilen 48, 53 und 59 ausgewiesen, der Ableitung von Substitutionsfaktoren zugrunde gelegt.

Im Ergebnis verdrängt der Einsatz fester Biomasse in diesen Wirtschaftszweigen zu ca. 50 Prozent fossiles Erdgas. Mit zusammen über 25 Prozent ist jedoch auch die Substitution von Staub- und Wirbelschichtkohle (Braunkohle) und Steinkohle bemerkenswert. Der Substitutionsfaktor für Elektrizität ist hingegen mit null angesetzt, da der Einsatz von Elektrizität für Trocknungsprozesse o.ä. aus ökonomischen Gründen unplausibel scheint.

Tabelle 71: Substitutionsfaktoren der Wärmebereitstellung aus fester Biomasse in der Industrie

[%]	Öl	Gas	StK	BrK	FW	Elt
Feste Biomasse (Industrie)	8,37	52,83	8,80	16,85	13,14	0,00

Quelle: eigene Berechnungen in Anlehnung an (AGEB, 2013)

Emissionsfaktoren

Trotz der Vielfalt und technischen Einzigartigkeit der industriellen Biomasseheiz(kraft)werke in Deutschland können wenige idealtypische Referenzfälle (vgl. Kap. 5.1.6) abgeleitet und diesen ein geschätzter Anteil der Wärmebereitstellung aus fester Biomasse zugeordnet werden. Die Grundlagen hierfür wurden auf einem im Sommer 2011 gemeinsam von UBA, BMU, AGEE-Stat und dem Deutschen Biomasseforschungszentrum durchgeführten Workshop erarbeitet (UBA, et al., 2012). Die Aufteilung des Primärenergieeinsatzes bei KWK-Anlagen auf Strom und Wärme entsprechend der Finnischen Methode wurde unmittelbar von der AGEE-Stat übernommen.

Anschließend wurden die für den Endenergiemix relevanten Referenzfälle mit GEMIS 4.8 modelliert (vgl. Kap. 4.2.5). Während die Vorketten der Brennstoffbereitstellung hierbei unverändert von GEMIS 4.8 übernommen wurden, sind die Emissionsfaktoren für den direkten Anlagenbetrieb dem Nationalen Emissionsinventar entnommen. Allerdings liegen die Emissionsfaktoren dort nicht differenziert nach Brennstoffen, sondern nach immissionsrechtlicher Genehmigung der Anlage nach 17. BImSchV, 13. BImSchV, 4. BImSchV (TA-Luft) oder 1. BImSchV vor. Je nach Brennstoffeigenschaften und Luftreinhalte-techniken können die realen Emissionen im Einzelfall daher erheblich von den hier unterstellten, durchschnittlichen Faktoren abweichen.

Auf die Modellierung eines eigenen Referenzfalls für die ungekoppelte Wärmerzeugung wird verzichtet, da sich die primärenergetischen Emissionsfaktoren innerhalb eines immissionsrechtlichen Genehmigungsbereichs nicht zwischen Kesseln in Heizkraftwerken und reinen Heizkesseln unterscheiden.

In Hinblick auf die Brennstoffe ist per Definition festgelegt, dass die Vorkettenemissionen von Industrieresthölzern, Schwarzlauge und biogenen Industrieabfällen null entsprechen. Bei zugekauften Brennstoffen wie Altholz werden lediglich die Aufwendungen für Aufbereitung und Transport berücksichtigt. Importe biogener Festbrennstoffe sind für die Wärmebereitstellung aus fester Biomasse in der Industrie gegenwärtig noch von untergeordneter Bedeutung.

Tabelle 72: Basisannahmen der Referenzfälle für die Wärmebereitstellung aus fester Biomasse und geschätzter Anteil der Referenzfälle am Endenergiemix

Datensatz	Brennstoff	Transport- entfer- nung	Eigen- strom- bedarf (aus Netz)	Volllast- stunden	Allokati- ons-Anteil Wärme (KWK)	Immis- sions- schutz	Geschätzter Anteil am Endenergie- mix 2012
Dampftur- binen-HKW	Altholz A I-IV od. biogener Industriemüll	100 km	0 %	6.000	68%	17. Blm- SchV	30%
Dampftur- binen-HKW in Papier- industrie	Schwarzlauge	0 km	0 %	7.000	68%	13. Blm- SchV	20 %
Dampftur- binen-HKW	Industrie- restholz	0 km	10 %	6.000	68%	TA-Luft	40 %
ORC-HKW	Industrierest- holz, (Wald- restholz)	50 km	20 %	5.500	68%	TA-Luft	10 %

Quelle: eigene Darstellung auf Basis (UBA, et al., 2012)

Tabelle 73: Emissionsfaktoren der Wärmebereitstellung aus fester Biomasse

[g/kWh]	THP CO ₂ -Äq.	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	VP SO ₂ -Äq.	SO ₂	NO _x	Staub	CO	NMVOC
Altholz-DT-HKW	41,1	16,049	0,240	0,065	1,714	0,302	2,028	0,171	0,846	0,023
Papier-DT-HKW (Schwarzlauge)	12,2	5,277	0,062	0,018	2,363	0,647	2,466	0,070	0,707	1,410
Industrierest- holz-DT-HKW	74,8	50,911	0,266	0,059	1,998	0,193	2,593	0,177	0,906	0,659
Industrierest- holz-ORC-HKW	169,7	141,763	0,270	0,072	1,302	0,243	1,521	0,270	1,250	0,809

Quelle: Eigene Berechnung mit GEMIS 4.8 (IINAS, 2013), modifiziert nach (UBA, 2013), (UBA, et al., 2012), AGEE-Stat.

Die Emissionsfaktoren der verdrängten fossilen Wärmebereitstellung wurde auf Basis des Nationalen Emissionsinventars abgeleitet und durch die entsprechenden Vorketten der Brennstoffgewinnung und –bereitstellung aus GEMIS 4.8 ergänzt (vgl. Kapitel 4.2.2, 4.2.5).

Tabelle 74: Emissionsfaktoren für die Wärmebereitstellung aus fossilen Energien

[g/kWh]	THP CO ₂ -Äq.	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	VP SO ₂ -Äq.	SO ₂	NO _x	Staub	CO	NMVOC
Heizöl-Mix EL+S (Industrie)	341,4	338,0	0,079	0,006	0,578	0,349	0,328	0,022	0,070	0,067
Erdgas (Industrie)	276,8	264,6	0,543	0,003	0,164	0,008	0,223	0,004	0,067	0,017

Steinkohle-Mix (Industrie)	393,4	368,7	0,841	0,022	1,879	1,478	0,575	0,049	0,146	0,034
Braunkohle-Mix (Industrie)	456,5	443,7	0,022	0,040	1,740	1,395	0,496	0,179	0,140	0,019
Fernwärme m. Netzverluste	325,4	309,4	0,607	0,010	0,496	0,260	0,338	0,029	0,143	0,019

Quelle: (UBA, 2013), GEMIS 4.8 (IINAS, 2013)

Emissionsbilanz

Die Netto-Emissionsbilanz der Wärmebereitstellung aus fester Biomasse in der Industrie errechnet sich aus den oben angegebenen Einzelgrößen (vgl. Tabelle 75). Die allgemeine Methodik wird in Kapitel 4.1.1 beschrieben.

Im Hinblick auf die Wirkungskategorie Treibhausgaseffekt trägt die Wärmebereitstellung aus fester Biomasse in der Industrie zur Vermeidung von ca. 6,1 Mio. t CO₂-Äq. Treibhausgasemissionen bei. Der spezifische Treibhausgas-Vermeidungsfaktor beträgt aufgrund des hohen Substitutionsanteils von Erdgas und der Nicht-Substitution von Heizstrom knapp 280 g CO₂-Äq / kWh_{th}.

In Hinblick auf versauernd wirkende Luftschadstoffe ist festzuhalten, dass mit dem Einsatz fester Biomasse gegenüber allen substituierten Energieträgern außer Erdgas geringere Schwefeldioxidemissionen verbunden sind. Bei Stickoxiden ist die Emissionsbilanz jedoch leicht negativ.

Hinsichtlich weiterer Luftschadstoffe zeigt sich, dass vor allem die Staub- und Kohlenmonoxidemissionen trotz der Genehmigungspflicht der Anlagen nach Bundesimmissionsschutzgesetz teilweise deutlich höher liegen als bei dem substituierten fossilen Energieträgermix.

Tabelle 75: Emissionsbilanz der Wärmebereitstellung aus fester Biomasse in der Industrie

	Vermiedene Emissionen	Verursachte Emissionen	Emissionsbilanz (Netto)	Spezifischer Vermeidungsfaktor
	$E_v = A \cdot SF \cdot$	$E_u = A \cdot E_{Fee.}$	$EB = E_v - E_u$	EB / A
	[t]	[t]	[t]	[g/kWh]
THP (CO ₂ -Äq.)	7.175.390	1.119.109	6.056.281	277,8
CO ₂	6.887.834	658.158	6.229.676	285,8
CH ₄	9.836	4.569	5.267	0,242
N ₂ O	261	1.177	-916	-0,042
VP (SO ₂ -Äq.)	14.357	41.078	-26.721	-1,226
SO ₂	9.443	7.594	1.848	0,085
NO _x	7.061	48.109	-41.048	-1,883
Staub	916	3.437	-2.521	-0,116
CO	2.100	18.707	-16.607	-0,762
NM VOC	512	11.173	-10.662	-0,489

Quelle: Eigene Berechnungen

5.2.3 Wärmebereitstellung aus fester Biomasse in Heiz(kraft)werken

In den Energieversorgungsunternehmen, die nicht nur Strom, sondern auch Wärme an Dritte liefern (z. B. über kommunale Fernwärmenetze), konnte sich der Einsatz fester Biomasse zur ungekoppelten und gekoppelten Wärmeerzeugung erst in den letzten Jahren etablieren. Maßgeblicher Treiber waren die Anreize des Erneuerbare-Energien-Gesetzes verbunden mit den vor allem für kommunale Stadtwerke relevanten Erwartungen von Anteilseignern und Kunden, sich aktiv an der Gestaltung einer umwelt- und klimaverträglichen Energieversorgung zu beteiligen.

Aktivitätsrate

Die Angabe zur Wärmebereitstellung aus fester Biomasse in Heizkraftwerken der Allgemeinen Versorgung wird von der Arbeitsgruppe Erneuerbare-Energien-Statistik (AGEE-Stat) übernommen (vgl. Kap. 4.2.1). Der in Tabelle 2Tabelle 76 angegebene Datenstand entspricht der BMU-Publikation „Erneuerbare Energie in Zahlen – Nationale und internationale Entwicklung“, die jährlich im August/September publiziert wird. Zusätzlich erfolgt zum Jahresende sowie zum Februar/März eine unterjährige Datenaktualisierung. Die jeweils neuesten Daten in der Zeitreihe ab 1990 sind unter <http://www.erneuerbare-energien.de/die-themen/datenservice/zeitreihen-entwicklung-ab-1990/> abrufbar.

Entsprechend der Vorgaben der EU-Richtlinie zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (Richtlinie 2009/28/EG) bezieht sich die angegebene Wärmebereitstellung aus fester Biomasse in der Allgemeinen Versorgung – anders als bei den vorstehenden Angaben zu Haushalten und Industrie – auf die Nettowärmeerzeugung der Heizwerke und Heizkraftwerke abzüglich anteiliger Leitungsverluste im Wärmenetz und der Eigenverbräuche der Erzeugungsanlagen. Letztlich umfassen die Angaben daher die an den Hausübergabestationen an Kunden gelieferten Wärmemengen.

Die Daten beruhen auf den von den statistischen Landesämtern durchgeführten Erhebungen über die Strom- und Wärmeerzeugung in den Heiz(kraft)werken der öffentlichen Versorgung sowie über Erzeugung, Bezug, Verwendung und Abgabe von Wärme. Berichtspflichtig sind alle Betreiber von Heizkraftwerken mit mehr als 1 MW elektrischer Leistung bzw. alle Betreiber von Heizwerken über 2 MW thermischer Leistung, sofern diese in ein Wärmenetz der allgemeinen Versorgung einspeisen. Das Verhältnis von ungekoppelter Wärmeerzeugung in Heizwerken zu gekoppelter Wärmeerzeugung in Heizkraftwerken beträgt etwa 1 zu 4.

Die Wärmeerzeugung in Heizwerken kleiner 2 MW thermischer Leistung sowie Wärmeerzeuger, die in Insel- oder Nahwärmenetze einspeisen (z.B. für die Versorgung von kommunalen Gebäuden oder kleinen „Bioenergiedörfern“), werden von den genannten amtlichen Erhebungen in der Regel nicht erfasst.

Tabelle 76: Wärmebereitstellung aus fester Biomasse in Heiz(kraft)werken der allgemeinen Versorgung

[GWh]	2012
Feste Biomasse H(K)W	6.500

Quelle: AGEE-Stat, Datenstand Juli 2013. Aktualisierungen der Datenbasis erfolgen jeweils im Dezember und März und sind unter <http://www.erneuerbare-energien.de/die-themen/datenservice/zeitreihen-entwicklung-ab-1990/> abrufbar.

Substitutionsfaktoren

Hinsichtlich der Substitutionsbeziehungen der Wärmebereitstellung aus fester Biomasse in der Allgemeinen Versorgung wird angenommen, dass zu 100 % mit fossilen Energieträgern erzeugte Fernwärme ersetzt wird. Es wird also unterstellt, dass mit dem Ausbau der tiefengeothermischen Wärmenutzung kein wesentlicher Impuls zum Ausbau von Wärmenetzen einhergeht. Maßgeblich für diese Annahme ist auch, dass der in den letzten Jahren zum Beispiel durch das BMU-Marktanreizprogramm erneuerbarer Energien geförderte Ausbau dezentraler Nahwärmenetze ohnehin nur zu geringen Teilen in Tabelle 76 enthalten ist (vgl. vorstehendes Kapitel). Aus demselben Grund wird auch angenommen, dass die mit der Bereitstellung von fossiler bzw. biogener Fernwärme verbundenen Netzverluste die gleiche Größenordnung aufweisen und an dieser Stelle nicht weiter berücksichtigt werden.

Tabelle 77: Substitutionsfaktoren der Wärmebereitstellung aus fester Biomasse in Heiz(kraft)werken der Allgemeinen Versorgung

[%]	Öl	Gas	StK	BrK	FW	Eit
Feste Biomasse-H(K)W	0,0	0,0	0,0	0,0	100,0	0,0

Quelle: eigene Setzung

Emissionsfaktoren

Analog zum Vorgehen in den Kapiteln 0 und 0 wurden ein relevanter Referenzfall für die Wärmebereitstellung aus fester Biomasse in Heiz(kraft)werken der allgemeinen Versorgung mit GEMIS 4.8 modelliert. Während die Vorketten der Brennstoffbereitstellung hierbei unverändert von GEMIS 4.8 übernommen wurden, sind die Emissionsfaktoren für den direkten Anlagenbetrieb dem Nationalen Emissionsinventar entnommen. Allerdings liegen die Emissionsfaktoren dort nicht differenziert nach Brennstoffen, sondern nach immissionsrechtlicher Genehmigung der Anlage nach 17. BImSchV, 13. BImSchV, 4. BImSchV (TA-Luft) oder 1. BImSchV vor. Je nach Brennstoffeigenschaften und Luftreinhalte-techniken können die realen Emissionen im Einzelfall daher erheblich von den hier unterstellten, durchschnittlichen Faktoren abweichen.

Auf die Modellierung eines eigenen Referenzfalls für die ungekoppelte Wärmerzeugung wird verzichtet, da sich die primärenergetischen Emissionsfaktoren innerhalb eines immissionsrechtlichen Genehmigungsbereichs nicht zwischen Kesseln in Heizkraftwerken und reinen Heizkesseln unterscheiden.

In Hinblick auf die Brennstoffe ist per Definition festgelegt, dass die Vorkettenemissionen von Industrieresthölzern, Schwarzlauge und biogenen Industrieabfällen null entsprechen.

Des Weiteren wird trotz der jüngsten Diskussion um „carbon debts“ bei der energetischen Nutzung von Waldholz (Agostini, et al., 2013) angenommen, dass die Entnahme von Waldholz aufgrund der nachhaltigen Waldwirtschaft in Deutschland treibhausgasneutral erfolgt, so dass lediglich die energetischen Aufwendungen für die Ernte und den Transport (bei Pellets auch die Brennstoffherstellung) zu Buche schlagen. Bei Altholz werden lediglich die Aufwendungen für Aufbereitung und Transport berücksichtigt.

Importe biogener Festbrennstoffe sind für die Stromerzeugung gegenwärtig noch von untergeordneter Bedeutung. Lediglich bei Anlagen an den Landesgrenzen oder in der Nähe von Seehäfen sind geringe Importe v.a. von Althölzern aus dem europäischen Ausland bekannt.

Tabelle 78: Basisannahmen der Referenzfälle für die Wärmebereitstellung aus fester Biomasse

Datensatz	Brennstoff	Transport- entfer- nung	Leis- tung	el. NG	Eigen- strom- bedarf (aus Netz)	Volllast- stunden	Allokati- ons-Anteil Wärme (KWK)	Immis- sions- schutz
Dampftur- binen-HKW	Waldholz	50 km	5 MW	16 %	10 %	5.500	60 %	TA-Luft

Quelle: eigene Darstellung auf Basis (UBA, et al., 2012)

Tabelle 79: Emissionsfaktoren der Wärmebereitstellung aus fester Biomasse in Heiz(kraft)werken der Allge-
meinen Versorgung

[g/kWh]	THP CO ₂ -Äq.	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	VP SO ₂ -Äq.	SO ₂	NO _x	Staub	CO	NMVOC
Waldholz-DT- HKW	77,4	58,882	0,242	0,043	0,773	0,134	0,918	0,129	0,760	0,504

Quelle: Eigene Berechnung mit GEMIS 4.8 (IINAS, 2013), modifiziert nach (UBA, 2013), (UBA, et al., 2012), AGEE-Stat.

Die Emissionsfaktoren der verdrängten fossilen Fernwärme wurden auf Basis des Nationa-
len Emissionsinventars abgeleitet und durch die entsprechenden Vorketten der Brenn-
stoffgewinnung und -bereitstellung aus GEMIS 4.8 ergänzt (vgl. Kapitel 4.2.2, 4.2.5).

Tabelle 80: Emissionsfaktoren der Wärmebereitstellung fossil erzeugter Fernwärme

[g/kWh]	THP CO ₂ -Äq.	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	VP SO ₂ -Äq.	SO ₂	NO _x	Staub	CO	NMVOC
Fernwärme ohne Netzverluste	300,2	285,4	0,560	0,010	0,457	0,240	0,312	0,026	0,132	0,018

Quelle: (UBA, 2013)

Der zugrundeliegende Brennstoffeinsatz an Primärenergieträgern ist in Tabelle
81 dokumentiert. Im Ergebnis verdrängt der Einsatz fester Biomasse zur Erzeugung von
Fernwärme zu ca. 60 Prozent Erdgas, zu ca. 30 Prozent Steinkohle und zu ca. 10 Prozent
Braunkohle.

Tabelle 81: Fossiler Brennstoffmix für die Erzeugung von Fernwärme

Energieträger	Anteil
Braunkohlen	9,6 %
Erdgas	57,6 %
Heizöl, leicht	1,4 %
Heizöl, schwer	0,7 %
Steinkohlen	30,7 %

Quelle: (UBA, 2013) auf Basis (AGEB, 2013)

Emissionsbilanz

Die Netto-Emissionsbilanz der Wärmebereitstellung aus fester Biomasse in Heiz(kraft)werken der allgemeinen Versorgung errechnet sich aus den oben angegebenen Einzelgrößen (vgl. Tabelle 82). Die allgemeine Methodik wird in Kapitel 4.1.1 beschrieben.

In Hinblick auf die Wirkungskategorie Treibhausgaseffekt trägt die Wärmebereitstellung aus fester Biomasse in den Heiz(kraft)werken der allgemeinen Versorgung zur Vermeidung von ca. 1,5 Mio. t CO₂-Äq. Treibhausgasemissionen bei. Der spezifische Treibhausgas-Vermeidungsfaktor beträgt aufgrund der hohen indirekten Substitution von Erdgas ca. 220 g CO₂-Äq / kWh_{th}.

In Hinblick auf versauernd wirkende Luftschadstoffe ist festzuhalten, dass beim Einsatz fester Biomasse geringere Schwefeldioxidemissionen als bei Kohle entstehen. Bei Stickoxiden ist die Emissionsbilanz jedoch negativ. Hinsichtlich weiterer Luftschadstoffe zeigt sich, dass vor allem die Kohlenmonoxid- und NMVOC-Emissionen, aber auch die Staubemissionen teilweise deutlich höher liegen als bei der verdrängten, durch Erdgas dominierten fossilen Fernwärmebereitstellung.

Tabelle 82: Emissionsbilanz der Wärmebereitstellung aus fester Biomasse in Heiz(kraft)werken der Allgemeinen Versorgung

	Vermiedene Emissionen	Verursachte Emissionen	Emissionsbilanz (Netto)	Spezifischer Vermeidungsfaktor
	$E_v = A * SF * EF_{fossil}$	$E_u = A * EF_{fee}$	$EB = E_v - E_u$	EB / A
	[t]	[t]	[t]	[g/kWh]
THP (CO ₂ -Äq.)	1.951.182	503.300	1.447.882	222,8
CO ₂	1.855.393	382.736	1.472.657	226,6
CH ₄	3.639	1.576	2.064	0,318
N ₂ O	62	282	-220	-0,034
VP (SO ₂ -Äq.)	2.973	5.025	-2.051	-0,316
SO ₂	1.561	870	691	0,106
NO _x	2.029	5.969	-3.941	-0,606
Staub	171	839	-667	-0,103
CO	856	4.938	-4.082	-0,628
NMVOC	115	3.277	-3.162	-0,486

Quelle: Eigene Berechnungen

5.2.4 Wärmebereitstellung aus flüssiger Biomasse

Während die ersten Rapsöl-Blockheizkraftwerke in den 1980er und 1990er Jahren i. d. R. wärmegeführt (d.h. je nach aktuellen Heizenergiebedarf) betrieben wurden, gewann in den Jahren des palmölgetriebenen Ausbaubooms 2005 bis 2008 eine stärker stromgeführte Fahrweise zunehmend an Bedeutung (vgl. Kapitel 5.1.8). Da die Anlagen jedoch vielfach in Betrieben mit hohem Prozesswärmebedarf (z. B. im Gartenbau oder Gewerbe) installiert wurden, konnten gleichwohl relativ hohe KWK-Anteile realisiert werden.

Mit dem Anstieg der Palmölpreise ab 2009 waren diese Anlagen nicht mehr wirtschaftlich zu betreiben und es kam zu zahlreichen Anlagenstillegungen. Parallel zur Stromerzeugung ging damit auch die Wärmebereitstellung aus Pflanzenöl deutlich zurück (vgl. Kapitel 5.1.8).

Aktivitätsrate

Die Angabe zur Wärmebereitstellung aus flüssiger Biomasse wird von der Arbeitsgruppe Erneuerbare-Energien-Statistik (AGEE-Stat) übernommen (siehe Kap. 4.2.1). Der in Tabelle 76 angegebene Datenstand entspricht der BMU-Publikation „Erneuerbare Energie in Zahlen – Nationale und internationale Entwicklung“, die jährlich im August/September publiziert wird. Zusätzlich erfolgt zum Jahresende sowie zum Februar/März eine unterjährigere Datenaktualisierung. Die jeweils neuesten Daten in der Zeitreihe ab 1990 sind unter <http://www.erneuerbare-energien.de/die-themen/datenservice/zeitreihen-entwicklung-ab-1990/> abrufbar.

Entsprechend der Vorgaben der EU-Richtlinie zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (Richtlinie 2009/28/EG) bezieht sich die angegebene Wärmebereitstellung aus flüssiger Biomasse auf die Nettowärmeerzeugung der Heiz(kraft)werke der allgemeinen Versorgung abzüglich anteiliger Leitungsverluste im Wärmenetz und der Eigenverbräuche der Erzeugungsanlagen. Letztlich umfassen die Angaben daher die an den Hausübergabestationen an Kunden gelieferten Wärmemengen. Aufgrund der geringen Leistungen der Pflanzenöl-Blockheizkraftwerke gilt dies allerdings nur für einen Bruchteil der Wärmebereitstellung aus flüssiger Biomasse. Der überwiegende Teil entfällt vielmehr auf den der Wärmeerzeugung aus Pflanzenöl und flüssigen biogenen Abfällen zugeordneten Brennstoffeinsatz in Industrieheizkraftwerken und in Pflanzenöl-Blockheizkraftwerken „sonstiger“ Betreiber unter 1 MW elektrischer Leistung.

Die Daten beruhen auf den von den statistischen Landesämtern durchgeführten Erhebungen über die Strom- und Wärmeerzeugung in den Heiz(kraft)werken der öffentlichen Versorgung, über Stromerzeugungsanlagen in der Industrie, über die Energieverwendung der Betriebe des verarbeitenden Gewerbes sowie über Erzeugung, Bezug, Verwendung und Abgabe von Wärme. Da die Wärmeauskopplung der „sonstigen“ Betreiber nicht amtlich erfasst wird, hat die AGEE-Stat ein Verfahren entwickelt, um die Wärmeauskopplung aus diesen Anlagen zu berechnen. Wesentliche Grundlage hierfür bilden die von den Übertragungsnetzbetreibern im Zuge der Prüfung des Ausgleichmechanismus des EEG durch die Bundesnetzagentur erhobenen EEG-Daten (vgl. (UBA, et al., 2012)).

Tabelle 83: Wärmebereitstellung aus flüssiger Biomasse

[GWh]	2012
Pflanzenöl	300
flüssige Biomasse (Industrie)	500

Quelle: AGEE-Stat, Datenstand Juli 2013. Aktualisierungen der Datenbasis erfolgen jeweils im Dezember und März und sind unter <http://www.erneuerbare-energien.de/die-themen/datenservice/zeitreihen-entwicklung-ab-1990/> abrufbar.

Substitutionsfaktoren

Da keine verlässlichen Informationen zu den durch Pflanzenöl substituierten fossilen Energieträgern vorliegen, wird an dieser Stelle der von der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen ausgewiesene durchschnittliche Mix der zur Wärmebereitstellung in privaten Haushalten eingesetzten Energieträger angesetzt.

In der Industrie wird flüssige Biomasse zwar in vielen Wirtschaftszweigen eingesetzt, der Schwerpunkt liegt jedoch im Bereich der Papierindustrie. Für diesen Bereich wird daher der von der AGEB in der Energiebilanzzeile 48 ausgewiesene fossile Endenergieverbrauchs mix dieses Wirtschaftszweigs zugrunde gelegt.

Tabelle 84: Substitutionsfaktoren der Wärmebereitstellung aus flüssiger Biomasse

[%]	Öl	Gas	StK	BrK	FW	Eit
Pflanzenöl	30,1	46,9	2,1	1,2	9,4	10,2
flüssige Biomasse (Industrie)	2,7	64,1	8,3	4,0	21,0	0,0

Quelle: eigene Setzung in Anlehnung an (AGEB, 2012), (AGEB, 2013).

Emissionsfaktoren

Die Emissionen bei der Wärmebereitstellung aus flüssiger Biomasse sind im Wesentlichen von drei Einflussfaktoren abhängig:

- Substrat (Rapsöl vs. Palmöl)
- Technik und Leistungsgröße der Blockheizkraftwerke
- Immissionsschutzrechtliche Genehmigung (ab 1 MW Feuerungswärmeleistung bzw. ca. 350 kW_{el} Genehmigungspflicht nach BImSchG, damit zusammenhängend Art der Abgasnachbehandlung)

Zum Substrateinsatz liegen Informationen aus (DBFZ, 2013) vor. Während in Anlagen bis 10 kW_{el} ausschließlich Rapsöl zum Einsatz kommt, sind Anlagen ab 150 kW_{el}, auf die derzeit über 80 % der installierten Leistung entfallen, in der Regel nur mit Palmöl wirtschaftlich zu betreiben. Unter Berücksichtigung der höheren Auslastung größerer Anlagen werden insgesamt ca. 95 % Palmöl und lediglich ca. 5% Rapsöl eingesetzt.

Die Verstromung von Pflanzenölen erfolgt überwiegend in umgerüsteten Diesel-Serienmotoren. Die Stromkennzahlen steigen mit zunehmender Anlagenleistung an, d.h. kleinere Blockheizkraftwerke unter 50 kW_{el} erzeugen proportional mehr Wärme als Strom, während größere Aggregate ab 300 bis 400 kW_{el} Stromkennzahlen von 1,0 erreichen. Da diese Anlagenklasse zudem oftmals knapp unterhalb der Schwelle für eine immissionsschutzrechtliche Genehmigungspflicht liegt, sind nur in wenigen Fällen Techniken zur Abgasnachbehandlung installiert.

Die Datenlage hinsichtlich der Emissionen aus dem realen Betrieb von Pflanzenöl-Blockheizkraftwerken ist sehr lückenhaft. In einem Forschungsvorhaben im Auftrag des Umweltbundesamtes wurden die wenigen vorliegenden Emissionserklärungen von Betreibern genehmigungspflichtiger Anlagen aus dem Jahre 2004 analysiert, um brennstoffspezifische Emissionsfaktoren für den direkten Anlagenbetrieb abzuleiten (Degel, et al., 2009). Als derzeit beste verfügbare Datenquelle fanden die Ergebnisse auch Eingang in das Nationale Emissionsinventar (UBA, 2013).

Für die Emissionsbilanz erneuerbarer Energien werden diese brennstoffspezifischen Emissionsfaktoren in Gemis 4.8 importiert und mit entsprechenden Datensätzen für Vorketten zu Rapsöl und Pflanzenöl verknüpft, die keine Landnutzungsänderungen beinhalten. Da kein Datensatz für Blockheizkraftwerke kleiner Leistungsgrößen verfügbar ist, wird auch für Rapsöl ein großes BHKW angesetzt. Unter Annahme von aus den EEG-Abrechnungsdaten der Bundesnetzagentur abgeleiteten Nutzungsgraden und Stromkennzahlen werden anschließend endenergiebezogene Emissionsfaktoren berechnet.

Tabelle 85: Basisannahmen der verwendeten Ökobilanz-Datensätze

Datensatz	Substrat	Transportentfernung	BHKW	Volllaststunden	el. NG	Eigenstrombedarf (aus Netz)	Stromkennzahl	Allokations-Anteil Wärme (KWK)	Immissionschutz	Geschätzter Anteil am Erzeugungsmix 2012
Rapsöl-BHKW-gross-DE-2010 (IST) (anpasst an UBA-2013)	Rapsöl	150 km (Lkw)	Dieselmotor 500kW	3.000	37,5 %	2% (0%)	1,0	34%	TA Luft	5%
Palmöl-BHKW-gross-DE-2010 (IST) (anpasst an UBA-2013)	Palmöl	16.500 km (Schiff) 100 km (Lkw)	Dieselmotor 500kW	6.000	37,5 %	2% (0%)	1,0	34%	TA Luft	95 %

Quelle: eigene Darstellung auf Basis GEMIS 4.8 (IINAS, 2013), (UBA, 2013), (UBA, et al., 2012) und (DBFZ, 2013)

Tabelle 86: Emissionsfaktoren der Wärmebereitstellung aus Pflanzenöl

[g/kWh]	THP CO ₂ -Äq.	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	VP SO ₂ -Äq.	SO ₂	NO _x	Staub	CO	NMVOC
Rapsöl-BHKW-gross-DE-2010 (IST) (anpasst an UBA-2013)	159,5	50,9	0,085	0,344	0,953	0,097	1,230	0,065	0,217	0,019
Palmöl-BHKW-gross-DE-2010 (IST) (anpasst an UBA-2013)	153,8	39,9	4,262	0,079	1,086	0,180	1,302	0,140	0,349	0,165

Quelle: Eigene Berechnung mit GEMIS 4.8 (IINAS, 2013), modifiziert nach (UBA, 2013) (UBA, et al., 2012), AGEE-Stat.

Die Emissionsfaktoren der verdrängten fossilen Wärmebereitstellung wurde auf Basis des Nationalen Emissionsinventars abgeleitet und durch die entsprechenden Vorketten der Brennstoffgewinnung und -bereitstellung aus GEMIS 4.8 ergänzt (vgl. Kapitel 4.2.2).

Tabelle 87: Emissionsfaktoren der Wärmebereitstellung aus fossilen Energieträgern

[g/kWh]	THP CO ₂ -Äq.	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	VP SO ₂ -Äq.	SO ₂	NO _x	Staub	CO	NMVOC
---------	-----------------------------	-----------------	-----------------	------------------	----------------------------	-----------------	-----------------	-------	----	-------

[g/kWh]	THP CO ₂ -Äq.	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	VP SO ₂ -Äq.	SO ₂	NO _x	Staub	CO	NMVOC
Heizöl (Haushalte)	314,4	311,7	0,084	0,003	0,505	0,330	0,252	0,019	0,144	0,049
Erdgas (Haushalte)	248,1	225,8	1,033	0,002	0,134	0,011	0,176	0,006	0,136	0,052
Steinkohlen (Haushalte)	419,1	354,9	2,419	0,043	1,794	1,482	0,448	0,075	12,499	0,235
Braunkohle-Brikett (Haushalte)	428,7	414,8	0,229	0,029	0,641	0,381	0,373	0,428	8,554	0,596
Fernwärme (inkl. Netzverluste)	325,4	309,4	0,607	0,010	0,496	0,260	0,338	0,029	0,143	0,019
Stromheizung (inkl. Netzverluste)	626,1	600,4	0,856	0,025	0,686	0,306	0,545	0,041	0,326	0,027

Quelle: (UBA, 2013), GEMIS 4.8 (IINAS, 2013)

Emissionsbilanz

Die Netto-Emissionsbilanzen der Wärmebereitstellung aus flüssiger Biomasse errechnet sich aus den oben angegebenen Einzelgrößen (vgl. Tabelle 88 und Tabelle 89). Sie werden differenziert für Pflanzenöl und sonstige flüssige Biomasse in der Industrie ausgewiesen.

Im Hinblick auf die Wirkungskategorie Treibhausgaseffekt vermeidet die Wärmebereitstellung aus flüssiger Biomasse weniger als 0,2 Mio. t CO₂-Äq. Treibhausgasemissionen. Je nachdem, ob es sich um anbaubiomassebasierte Pflanzenöle oder flüssige biogene Industrieabfälle handelt, betragen die spezifischen Treibhausgas-Vermeidungsfaktoren ca. 165 und ca. 285 g CO₂-Äq. / kWh_{th}. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass Emissionen aus Landnutzungsänderungen aufgrund des Anbaus von Energiepflanzen zur Pflanzenölgewinnung nicht enthalten sind (vgl. Kap. 4.1.2).

In Hinblick auf versauernd wirkende Luftschadstoffe zeigt sich, dass insbesondere die Emissionen von Stickoxiden bei der Wärmebereitstellung aus flüssiger Biomasse sehr hoch sind. Auch die Emissionsbilanzen von Staub und flüchtigen organischen Verbindungen sind negativ.

Tabelle 88: Emissionsbilanz der Wärmebereitstellung aus flüssiger Biomasse (Pflanzenöl)

	Vermiedene Emissionen	Verursachte Emissionen	Emissionsbilanz (Netto)	Spezifischer Vermeidungsfaktor
	Ev = A * SF *	Eu = A * EF _{fee} .	EB = Ev - Eu	EB / A
	[t]	[t]	[t]	[g/kWh]
THP (CO ₂ -Äq.)	95.969	46.224	49.745	165,8
CO ₂	90.883	12.132	78.751	262,5
CH ₄	213	1.216	-1.003	-3,344
N ₂ O	2	28	-26	-0,085
VP (SO ₂ -Äq.)	113	324	-211	-0,702
SO ₂	59	53	6	0,021
NO _x	78	390	-312	-1,038
Staub	7	41	-34	-0,114
CO	158	103	55	0,184
NMVOC	17	47	-31	-0,102

Quelle: Eigene Berechnungen

Tabelle 89: Emissionsbilanz der Wärmebereitstellung aus flüssiger Biomasse (Industrie)

	Vermiedene Emissionen	Verursachte Emissionen	Emissionsbilanz (Netto)	Spezifischer Vermeidungsfaktor
	$Ev = A * SF *$	$Eu = A * EF_{fee.}$	$EB = Ev - Eu$	EB / A
	[t]	[t]	[t]	[g/kWh]
THP (CO ₂ -Äq.)	143.707	1.141	142.566	285,1
CO ₂	131.933	0	131.933	263,9
CH ₄	500	7	493	0,985
N ₂ O	4	3	1	0,002
VP (SO ₂ -Äq.)	189	219	-30	-0,060
SO ₂	104	64	40	0,081
NO _x	121	222	-101	-0,202
Staub	17	97	-80	-0,160
CO	747	64	683	1,367
NM VOC	41	127	-86	-0,172

Quelle: Eigene Berechnungen

5.2.5 Wärmebereitstellung aus gasförmiger Biomasse (Biogas, Biomethan, Klärgas, Deponiegas)

Seit der Einführung des KWK-Bonus im Zuge der Novelle des EEG 2004 ist die Auskoppelung von Nutzwärme aus Biogasanlagen stetig angestiegen. Seit dem EEG 2012 ist eine Mindestwärmenutzung von 60 % verpflichtend, sofern nicht eine Direktvermarktung des produzierten Stroms erfolgt. Allerdings ist hierin der nicht unerhebliche Wärmeeigenverbrauch v.a. für die Fermenterbeheizung bereits enthalten.

Parallel zu der dynamischen Entwicklung der Stromerzeugung aus Biogas hat dies dazu geführt, dass auch die absolute Wärmebereitstellung aus Biogas in den letzten Jahren stark zugenommen hat. Begünstigt wurde diese Entwicklung durch die Förderung von Wärmenetzen über das BMU-Marktanreizprogramm sowie durch Förderprogramme für Bioenergiedörfer und -regionen.

Biomethan, d.h. auf Erdgasqualität aufbereitetes, ins Erdgasnetz eingespeistes Biogas, wird bisher außer im Verkehrssektor zu mehr als 80 Prozent ebenfalls zur Strom- und Wärmeerzeugung in Blockheizkraftwerken verwendet. Da überwiegend wärmegeführte Blockheizkraftwerke auf Biomethan umgestellt werden, die zur Abdeckung der Grundlast von Schwimmbädern, kommunalen Gebäuden etc. eingesetzt werden, ist hier ein sehr hoher Wärmenutzungsgrad von über 90 Prozent anzunehmen. Im Vergleich zur dezentralen Nutzung von Biogas hat Biomethan jedoch nach wie vor eine untergeordnete Bedeutung.

Die Wärmebereitstellung aus Klär- und Deponiegas umfasst im Wesentlichen die Nutzung für die Beheizung der Faultürme (in Kläranlagen) und in geringem Umfang für die Beheizung von Betriebsgebäuden. Die Abgabe der Wärme in ein Fernwärmenetz der allgemeinen Versorgung oder an Industriebetriebe bildet aufgrund der abgelegenen Lage von Kläranlagen und Deponien eher die Ausnahme.

Aktivitätsrate

Die Angabe zur Wärmebereitstellung aus gasförmiger Biomasse wird von der Arbeitsgruppe Erneuerbare-Energien-Statistik (AGEE-Stat) übernommen (vgl. Kap. 4.2.1). Der in Tabelle 90 angegebene Datenstand entspricht der BMU-Publikation „Erneuerbare Energie in Zahlen – Nationale und internationale Entwicklung“, die jährlich im August/September publiziert wird. Zusätzlich erfolgt zum Jahresende sowie zum Februar/März eine unterjährigere Datenaktualisierung. Die jeweils neuesten Daten in der Zeitreihe ab 1990 sind unter <http://www.erneuerbare-energien.de/die-themen/datenservice/zeitreihen-entwicklung-ab-1990/> abrufbar.

Entsprechend der Vorgaben der EU-Richtlinie zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (Richtlinie 2009/28/EG) bezieht sich die angegebene Wärmebereitstellung aus gasförmiger Biomasse – anders als bei den vorstehenden Angaben zu Haushalten und Industrie – auf die Nettowärmeerzeugung der Heiz(kraft)werke der allgemeinen Versorgung abzüglich anteiliger Leitungsverluste im Wärmenetz und der Eigenverbräuche der Erzeugungsanlagen. Letztlich umfassen die Angaben daher die an den Hausübergabestationen an Kunden gelieferten Wärmemengen. Aufgrund der geringen Leistungen der Blockheizkraftwerke gilt dies allerdings nur für einen Bruchteil der Wärmebereitstellung. Der überwiegende Teil entfällt vielmehr auf den der Wärmeerzeugung zugeordneten Brennstoffeinsatz in Industrieheizkraftwerken und vor allem Blockheizkraftwerken „sonstiger“ Betreiber unter 1 MW elektrischer Leistung.

Die Daten beruhen auf den von den statistischen Landesämtern durchgeführten Erhebungen über die Strom- und Wärmeerzeugung in den Heiz(kraft)werken der öffentlichen Versorgung, über Stromerzeugungsanlagen in der Industrie, über die Energieverwendung der Betriebe des verarbeitenden Gewerbes sowie über Erzeugung, Bezug, Verwendung und Abgabe von Wärme. Da die Wärmeauskopplung der „sonstigen“ Betreiber nicht amtlich erfasst wird, hat die AGEE-Stat ein Verfahren entwickelt, um die Wärmeauskopplung aus diesen Anlagen zu berechnen. Wesentliche Grundlage hierfür bilden die von den Übertragungsnetzbetreibern im Zuge der Prüfung des Ausgleichmechanismus des EEG durch die Bundesnetzagentur erhobenen EEG-Daten (vgl. (UBA, et al., 2012)).

Bei der Wärmebereitstellung aus Klärgas ist zu beachten, dass neben der dominierenden Abwärmenutzung der BHKWs (ca. 60 Prozent) auch der direkten thermischen Verwertung in Heizkessel eine gewisse Relevanz zukommt (ca. 40 Prozent).

Tabelle 90: Wärmebereitstellung aus gasförmiger Biomasse

[GWh]	2012
Biogas (BHKW)	12.100
Klärgas (BHKW + Direktnutzung)	1.800
Deponiegas (BHKW)	100

Quelle: AGEE-Stat, Datenstand Juli 2013. Aktualisierungen der Datenbasis erfolgen jeweils im Dezember und März und sind unter <http://www.erneuerbare-energien.de/die-themen/datenservice/zeitreihen-entwicklung-ab-1990/> abrufbar.

Substitutionsfaktoren

Die überwiegende Zahl der Biogasanlagen wurde von Landwirten im Außenbereich von Siedlungen oder auf dem eigenen Betriebsgelände errichtet. Nach Angaben des (DBFZ, 2013) stellen die Beheizung von Sozialgebäuden, Werkstätten und Ställen sowie Trock-

nungsprozesse nach wie vor die häufigste Verwendungsart der Wärme aus Biogas dar. Daneben gab es in den letzten Jahren einen Trend zur zunehmenden Wärmeeinspeisung in Nahwärmenetze im ländlichen Raum. Aus pragmatischen Gründen wird zur Ableitung der Substitutionsbeziehungen jedoch bis auf Weiteres der durchschnittliche fossile Energieträgermix in der Landwirtschaft bzw. des Gartenbaus herangezogen. Da keine Informationen über alternative Energieträger bei Kläranlagen und Deponien vorliegen, wird dieser verdrängte Energieträgermix zudem auch auf diese Bereiche angewandt.

Unter dieser Annahme substituiert die Wärmebereitstellung aus gasförmiger Biomasse zu knapp 60 Prozent Heizöl und zu ca. einem Drittel Erdgas. Auch Steinkohlenkoks spielt nach wie vor eine gewisse Rolle, zum Beispiel in größeren Gartenbaubetrieben.

Tabelle 91: Substitutionsfaktoren der Wärmebereitstellung aus gasförmiger Biomasse

[%]	Öl	Gas	StK	BrK	FW	Elt
Biogas	59,0	36,4	4,6	0,0	0,0	0,0
Klärgas	59,0	36,4	4,6	0,0	0,0	0,0
Deponiegas	59,0	36,4	4,6	0,0	0,0	0,0

Quelle: (UBA, 2013); eigene Setzung

Emissionsfaktoren

Die mit der Wärmebereitstellung aus gasförmiger Biomasse verbundenen Luftemissionen sind von einer Vielzahl von Einflussfaktoren abhängig (vgl. (UBA, et al., 2012)). Die wichtigsten wurden bereits in Kapitel 0 erläutert, auf das an dieser Stelle verwiesen wird.

Aus Gründen der Konsistenz mit Kapitel 0 wird auch zur Abschätzung von Emissionsfaktoren für die Wärmebereitstellung aus gasförmiger Biomasse ein konservatives Vorgehen gewählt, das sich wesentlich auf vorliegende Emissionserklärungen genehmigungspflichtiger Blockheizkraftwerke stützt. In einem Forschungsvorhaben im Auftrag des Umweltbundesamtes wurden entsprechende Angaben aus dem Jahre 2004 analysiert, um brennstoffspezifische Emissionsfaktoren für den direkten Anlagenbetrieb abzuleiten (Degel, et al., 2009). Auch wenn die Daten wegen der geringen Anzahl erfasster Anlagen mit zum Teil hohen Unsicherheiten verbunden sind, fanden sie als beste verfügbare Datenquellen Eingang in das Nationale Emissionsinventar (UBA, 2013).

Anschließend wurden die direkten Emissionsfaktoren in GEMIS 4.8 importiert und insbesondere bei Biogas mit den entsprechenden Vorkettenemissionen der wichtigsten Substrate verknüpft. Die weitere Umrechnung in die funktionelle Einheit Endenergie kWh_{el} erfolgte unter Berücksichtigung repräsentativer Erkenntnisse der AGEE-Stat, des UBA und des DBFZ zu durchschnittlichen Jahresnutzungsgraden, Eigenstrombedarfen und zum Umfang der externen Wärmenutzung als Basis für die Allokation der Primärenergie auf Strom und Wärme (vgl. Tabelle 92).

Für die Wärmebereitstellung aus Biomethan kann mit den derzeit verfügbaren Daten (insb. zur Art der Anlagen und dem korrespondierenden Energieeinsatz) kein spezifischer Emissionsfaktor bestimmt werden. Daher wird die Wärmebereitstellung aus Biomethan – analog zur AGEE-Stat und zum nationalen Emissionsinventar – unter die Wärmebereitstellung aus Biogas subsumiert.

Hinsichtlich der Wärmebereitstellung aus Klär- und Deponiegas werden die Vorkettenemissionen wie bei allen Abfällen per Definition gleich null gesetzt.

Tabelle 92: Basisannahmen der verwendeten Ökobilanz-Datensätze für die Wärmebereitstellung aus Biogas

Datensatz	Substrat	BHKW	Volllaststunden	el. Nutzungsgrad	Eigenstrombedarf (aus Netz)	Extern genutzte Wärme	Allokations-Anteil Wärme (KWK)	Immissionschutz	Geschätzter Anteil am Erzeugungsmix 2012
Biogas-Mais-OLUC-BHKW-500kW 2010 (IST) (angepasst an UBA-ZSE 2013)	Mais-silage	Gasmotor 500kW	7.500	36,5 %	8 % (0%)	41 %	20%	TA-Luft	81%
Biogas-Gülle-BHKW-500kW 2010 (IST) (angepasst an UBA-ZSE 2013)	Rindergülle	Gasmotor 500kW	7.500	36,5 %	8 % (0%)	41 %	20%	TA-Luft	14 %
Biogas-org. Hausmüll-BHKW-500kW 2010 (IST) (angepasst an UBA-ZSE 2013)	Bioabfall	Gasmotor 500kW	7.500	36,5 %	8 % (0%)	41 %	20%	TA-Luft	5%

Quelle: eigene Darstellung auf Basis GEMIS 4.8 (IINAS, 2013), (Öko-Institut, 2012), (UBA, 2013), (UBA, et al., 2012) und (DBFZ, 2013).

Tabelle 93: Emissionsfaktoren der Wärmebereitstellung aus gasförmiger Biomasse

[g/kWh]	THP CO ₂ -Äq.	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	VP SO ₂ -Äq.	SO ₂	NO _x	Staub	CO	NMVOC
Biogas-Mais-OLUC-BHKW-500kW 2010 (IST)	121,8	20,2	3,067	0,120	0,462	0,145	0,455	0,025	0,305	0,038
Biogas-Gülle-BHKW-500kW 2010 (IST)	55,8	11,6	2,052	0,003	0,376	0,122	0,365	0,013	0,283	0,037
Biogas-org. Hausmüll-BHKW-500kW 2010 (IST)	52,9	8,9	2,050	0,003	0,363	0,120	0,348	0,012	0,276	0,035
Klärgas-BHKW-GM-200-2010/en (IST)	14,9	0,0	0,670	0,003	0,438	0,128	0,445	0,016	0,650	0,062
Deponiegas-BHKW-GM-1MW-2010/en (IST)	13,7	0,0	0,618	0,002	0,391	0,134	0,370	0,003	0,597	0,032

Quelle: Eigene Berechnung mit GEMIS 4.8 (IINAS, 2013), modifiziert nach (UBA, 2013), (UBA, et al., 2012), AGEE-Stat.

Die Emissionsfaktoren der verdrängten fossilen Stromerzeugung wurde auf Basis des Nationalen Emissionsinventars abgeleitet und durch die entsprechenden Vorketten der Brennstoffgewinnung und -bereitstellung aus GEMIS 4.8 ergänzt (vgl. Kapitel 4.2.2, 4.2.5).

Tabelle 94: Emissionsfaktoren der Wärmebereitstellung aus fossilen Energieträgern in der Landwirtschaft

[g/kWh]	THP CO ₂ -Äq.	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	VP SO ₂ -Äq.	SO ₂	NO _x	Staub	CO	NM VOC
Heizöl (Landwirtschaft)	343,4	340,6	0,084	0,003	0,537	0,345	0,276	0,021	0,140	0,053
Erdgas (Landwirtschaft)	248,0	225,8	1,025	0,002	0,147	0,011	0,195	0,006	0,084	0,051
Steinkohlen (Landwirtschaft)	413,5	354,9	2,283	0,035	1,779	1,421	0,514	0,075	9,167	0,161

Quelle: (UBA, 2013), GEMIS 4.8 (IINAS, 2013)

Emissionsbilanz

Die Netto-Emissionsbilanzen der Wärmebereitstellung aus gasförmiger Biomasse errechnet sich aus den oben angegebenen Einzelgrößen (vgl. Tabelle 95, Tabelle 96, Tabelle 97).

Die in Kap. 0 dargelegte, schwierige Datenlage hat jedoch zur Folge, dass die Emissionsbilanzierung von gasförmiger Biomasse derzeit nur mit erheblichen Unsicherheiten abgebildet werden kann.

Unter den genannten Bedingungen trägt die Wärmebereitstellung aus gasförmiger Biomasse insgesamt mit ca. 3,0 Mio. t CO₂-Äq. vermiedenen Treibhausgasemissionen zum Klimaschutz bei. Hiervon sind ca. 80 Prozent auf die Wärmebereitstellung aus Biogas und Biomethan und ca. 20 Prozent auf die Wärmebereitstellung aus Klärgas zurückzuführen.

Die Relevanz der Vorkettenemissionen für den Energiepflanzenanbau zeigt sich in der deutlichen Differenz zwischen dem spezifischen Treibhausgas-Vermeidungsfaktor von Biogas und Biomethan von ca. 200 g CO₂-Äq. / kWh_{th} im Vergleich zu demjenigen von Klär- und Deponiegas (ca. 300 g CO₂-Äq. / kWh_{th}) (vgl. Tabelle 95, Tabelle 96, Tabelle 97). Hierbei ist zu berücksichtigen, dass Emissionen aus Landnutzungsänderungen nicht enthalten sind (vgl. Kapitel 0).

Aufgrund der heterogenen Zusammensetzung des Rohbiogases ist zudem die Bilanz der sonstigen Luftschadstoffe gegenüber den verdrängten fossilen Energieträgern (vor allem Heizöl) negativ. Ausnahmen bilden lediglich Schwefeldioxid, Kohlenmonoxid und flüchtige organische Substanzen. Hinsichtlich der klassischen Säurebildner SO₂ und NO_x ist allerdings anzumerken, dass vermiedene NH₃-Emissionen aus alternativer Güllelagerung und -ausbringung aufgrund der in Kap. 4.1.1 dargelegten Systemgrenzen an dieser Stelle nicht berücksichtigt werden konnten.

Nicht in der Emissionsbilanz berücksichtigt sind die diffusen Methanemissionen aus Deponien. Selbst unter optimalen Verhältnissen kann unter Praxisbedingungen auf Deponien maximal die Hälfte des Deponiegases für eine Nutzung oder Behandlung erfasst werden.

Tabelle 95: Emissionsbilanz der Wärmebereitstellung aus Biogas und Biomethan

	Vermiedene Emissionen	Verursachte Emissionen	Emissionsbilanz (Netto)	Spezifischer Vermeidungs-faktor
	$Ev = A * SF *$	$Eu = A * EF_{fee.}$	$EB = Ev - Eu$	EB / A
	[t]	[t]	[t]	[g/kWh]
THP (CO ₂ -Äq.)	3.774.841	1.320.244	2.454.597	202,9
CO ₂	3.624.094	223.206	3.400.888	281,1
CH ₄	6.388	34.775	-28.387	-2,346
N ₂ O	54	1.183	-1.130	-0,093
VP (SO ₂ -Äq.)	5.477	12.157	-6.680	-0,552
SO ₂	3.309	1.698	1.612	0,133
NO _x	3.114	5.293	-2.179	-0,180
Staub	220	273	-53	-0,004
CO	6.495	3.632	2.863	0,237
NMVOC	691	455	236	0,019

Quelle: Eigene Berechnungen

Tabelle 96: Emissionsbilanz der Wärmebereitstellung aus Klärgas

	Vermiedene Emissionen	Verursachte Emissionen	Emissionsbilanz (Netto)	Spezifischer Vermeidungs-faktor
	$Ev = A * SF *$	$Eu = A * EF_{fee.}$	$EB = Ev - Eu$	EB / A
	[t]	[t]	[t]	[g/kWh]
THP (CO ₂ -Äq.)	561.547	26.747	534.800	297,1
CO ₂	539.121	1	539.121	299,5
CH ₄	950	1.207	-256	-0,142
N ₂ O	8	5	3	0,002
VP (SO ₂ -Äq.)	815	789	26	0,014
SO ₂	492	231	261	0,145
NO _x	463	801	-338	-0,188
Staub	33	28	5	0,003
CO	966	1.170	-204	-0,113
NMVOC	103	111	-8	-0,004

Quelle: Eigene Berechnungen

Tabelle 97: Emissionsbilanz der Wärmebereitstellung aus Deponiegas

	Vermiedene Emissionen	Verursachte Emissionen	Emissionsbilanz (Netto)	Spezifischer Vermeidungs-faktor
	$Ev = A * SF *$	$Eu = A * EF_{fee.}$	$EB = Ev - Eu$	EB / A
	[t]	[t]	[t]	[g/kWh]
THP (CO ₂ -Äq.)	31.197	1.486	29.711	297,1
CO ₂	29.951	0	29.951	299,5
CH ₄	53	67	-14	-0,142

N ₂ O	0	0	0	0,002
VP (SO ₂ -Äq.)	45	44	1	0,014
SO ₂	27	13	15	0,145
NO _x	26	45	-19	-0,188
Staub	2	2	0	0,003
CO	54	65	-11	-0,113
NM VOC	6	6	-0	-0,004

Quelle: Eigene Berechnungen

5.2.6 Wärmebereitstellung aus dem biogenen Anteil im Siedlungsabfall

Durch das Verbot der Deponierung unbehandelter Siedlungsabfälle ab 2005 hat die energetische Verwertung des Siedlungsabfalls stark zugenommen. Parallel dazu wurde durch das 2003 in Kraft getretene Energiestatistikgesetz sowie mit der Umsetzung der EU-Verordnung über die Energiestatistik VO 1099/2008 die Datenlage bei der energetischen Verwertung von Abfällen erheblich verbessert.

Die Wärmebereitstellung aus dem biologisch abbaubaren bzw. biogenen Anteil des Siedlungsabfalls wird im Einklang mit der EU-Verordnung über die Energiestatistik VO 1099/2008 und der Richtlinie zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (2009/28/EG) als erneuerbare Energie ausgewiesen. Auf der Grundlage eines Fachgutachtens der TU Dresden im Auftrag des Umweltbundesamtes wird der biogene Anteil des Siedlungsabfalls auf Bundesebene mit 50 % (energetisch) angesetzt (Hofmann, 2010).

Aktivitätsrate

Die Angabe zur Wärmebereitstellung aus dem biogenen Anteil im Siedlungsabfall wird von der Arbeitsgruppe Erneuerbare-Energien-Statistik (AGEE-Stat) übernommen (siehe Kap. 4.2.1). Der in Tabelle 98 angegebene Datenstand entspricht der BMU-Publikation „Erneuerbare Energie in Zahlen – Nationale und internationale Entwicklung“, die jährlich im August/September publiziert wird. Zusätzlich erfolgt zum Jahresende sowie zum Februar/März eine unterjährigere Datenaktualisierung. Die jeweils neuesten Daten in der Zeitreihe ab 1990 sind unter <http://www.erneuerbare-energien.de/die-themen/datenservice/zeitreihen-entwicklung-ab-1990/> abrufbar.

Entsprechend der Vorgaben der EU-Richtlinie zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (Richtlinie 2009/28/EG) bezieht sich die angegebene Wärmebereitstellung aus dem biogenen Anteil des Siedlungsabfalls in den Heiz(kraft)werken der allgemeinen Versorgung – anders als bei den vorstehenden Angaben zu Haushalten und Industrie – auf die Nettowärmeerzeugung der Heizwerke und Heizkraftwerke abzüglich anteiliger Leitungsverluste im Wärmenetz und der Eigenverbräuche der Erzeugungsanlagen. Letztlich umfassen die Angaben daher die an den Hausübergabestationen an Kunden gelieferten Wärmemengen. Hinzu kommt der der Wärmearzeugung zugeordnete Brennstoffeinsatz in Industrieheizkraftwerken und dem (vernachlässigbaren) Brennstoffeinsatz in Blockheizkraftwerken „sonstiger“ Betreiber unter 1 MW elektrischer Leistung.

Die Daten beruhen auf den von den statistischen Landesämtern durchgeführten Erhebungen über die Strom- und Wärmearzeugung in den Heiz(kraft)werken der öffentlichen Versorgung, über Stromerzeugungsanlagen in der Industrie, über die Energieverwendung der Betriebe des verarbeitenden Gewerbes sowie über Erzeugung, Bezug, Verwendung und Abgabe von Wärme. Berichtspflichtig sind alle Betreiber von Heizkraftwerken mit mehr als 1 MW elektrischer Leistung bzw. alle Betreiber von Heizwerken über 2 MW

thermischer Leistung, sofern diese in ein Wärmenetz der allgemeinen Versorgung einspeisen.

Tabelle 98: Wärmebereitstellung aus dem biogenen Anteil des Siedlungsabfalls

[GWh]	2012
Biogener Anteil des Siedlungsabfalls	9.100

Quelle: AGEE-Stat, Datenstand Juli 2013. Aktualisierungen der Datenbasis erfolgen jeweils im Dezember und März und sind unter <http://www.erneuerbare-energien.de/die-themen/datenservice/zeitreihen-entwicklung-ab-1990/> abrufbar.

Substitutionsfaktoren

Hinsichtlich der Substitutionsbeziehungen der Wärmebereitstellung aus dem biogenen Anteil des Siedlungsabfalls wird angenommen, dass zu 100% mit fossilen Energieträgern erzeugte Fernwärme ersetzt wird. Es wird also unterstellt, dass mit dem Ausbau der tiefeingeothermischen Wärmenutzung kein wesentlicher Impuls zum Ausbau von Wärmenetzen einhergeht. Dies bedeutet auch, dass die mit der Bereitstellung von fossiler bzw. biogener Fernwärme verbundenen Netzverluste die gleiche Größenordnung aufweisen und an dieser Stelle nicht weiter berücksichtigt werden.

Tabelle 99: Substitutionsfaktoren der Wärmebereitstellung aus dem biogenen Anteil des Siedlungsabfalls

[%]	Öl	Gas	StK	BrK	FW	Elt
Biogener Anteil Abfall H(K)W	0,0	0,0	0,0	0,0	100,0	0,0

Quelle: eigene Setzung

Emissionsfaktoren

Die Emissionsfaktoren für die Wärmebereitstellung aus Siedlungsabfällen sind nachfolgend dokumentiert. Sie werden dem Nationalen Emissionsinventar des Umweltbundesamtes entnommen und liegen dort je Einheit Primärenergie vor. Die Faktoren wurden in GEMIS 4.8 importiert und über Angaben der AGEE-Stat zur Aufteilung des Brennstoffeinsatzes auf Strom und Wärme im Zuge der Finnischen Methode alloziert.

Emissionen aus der Vorkette werden per Definition gleich Null gesetzt, da die Aufwendungen zur Sammlung der Siedlungsabfälle ohnehin angefallen wären, d.h. auch bei einer bis zum Jahr 2005 zulässigen Deponierung. Verbleibende Emissionen aus der Zufuhr der Siedlungsabfälle im Heiz(kraft)werk sowie die Emissionen aus der Herstellung des Heiz(kraft)werks sind über den gesamten Lebenszyklus so gering, dass von einer Bilanzierung abgesehen wird.

Tabelle 100: Emissionsfaktoren der Wärmebereitstellung aus dem biogenen Anteil des Siedlungsabfalls

[g/kWh]	THP CO ₂ - Äq.	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	VP SO ₂ -Äq.	SO ₂	NO _x	Staub	CO	NMVOC
---------	------------------------------------	-----------------	-----------------	------------------	----------------------------	-----------------	-----------------	-------	----	-------

GEMIS 4.8: Müll-biogen-HKW-DT- DE-2010/en-AGEE- Stat/UBA (anpasst an UBA 2013)	8,9	0, 0	0,039	0,026	0,786	0,068	1,032	0,010	0,102	0,005
--	-----	------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis GEMIS 4.8 (IINAS, 2013), (UBA, 2013), AGEE-Stat

Die Emissionsfaktoren der verdrängten fossilen Fernwärme wurde auf Basis des Nationalen Emissionsinventars abgeleitet und durch die entsprechenden Vorketten der Brennstoffgewinnung und –bereitstellung aus GEMIS 4.8 ergänzt (vgl. Kapitel 4.2.2, 0).

Tabelle 101: Emissionsfaktoren der Wärmebereitstellung fossil erzeugter Fernwärme

[g/kWh]	THP CO ₂ -Äq.	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	VP SO ₂ -Äq.	SO ₂	NO _x	Staub	CO	NM VOC
Fernwärme ohne Netzverluste	300,2	285,4	0,560	0,010	0,457	0,240	0,312	0,026	0,132	0,018

Quelle: (UBA, 2013)

Der zugrundeliegende Brennstoffeinsatz an Energieträgern ist in Tabelle 102 dokumentiert. Im Ergebnis verdrängt der Einsatz fester Biomasse zur Erzeugung von Fernwärme zu ca. 60 Prozent Erdgas, zu ca. 30 Prozent Steinkohle und zu ca. 10 Prozent Braunkohle.

Tabelle 102: Fossiler Brennstoffmix für die Erzeugung von Fernwärme

Energieträger	Anteil
Braunkohlen	9,6 %
Erdgas	57,6 %
Heizöl, leicht	1,4 %
Heizöl, schwer	0,7 %
Steinkohlen	30,7 %

Quelle: (UBA, 2013) auf Basis (AGEB, 2013)

Emissionsbilanz

Die Netto-Emissionsbilanz der Wärmebereitstellung aus dem biogenen Anteil des Siedlungsabfalls errechnet sich aus den oben angegebenen Einzelgrößen (vgl. Tabelle 103).

Die Wärmebereitstellung aus dem biogenen Anteil des Siedlungsabfalls trägt demnach mit ca. 2,7 Mio. t CO₂-Äq. vermiedenen Treibhausgasemissionen zum Klimaschutz bei. Der spezifische Treibhausgas-Vermeidungsfaktor liegt wie bei allen Abfallstoffen relativ hoch bei ca. 290 g CO₂-Äq. / kWh_{th}.

In Hinblick auf versauernd wirkende Luftschadstoffe sind zusätzliche Emissionen durch die Nutzung des biogenen Anteils des Siedlungsabfalls festzustellen, die insbesondere auf den hohen Stickstoffgehalt des Brennstoffs zurückgeführt werden können.

Die Emissionsbilanz in Bezug auf weitere Schadstoffe wie Staub und flüchtige organischen Verbindungen ist aufgrund der hohen Anforderungen der 17. BImSchV an Abfallverbrennungsanlagen hingegen leicht positiv.

Tabelle 103: Emissionsbilanz der Wärmebereitstellung aus dem biogenen Anteil des Siedlungsabfalls

	Vermiedene Emissionen	Verursachte Emissionen	Emissionsbilanz (Netto)	Spezifischer Vermeidungsfaktor
	Ev = A * SF *	Eu = A * EF _{fee} .	EB = Ev - Eu	EB / A
	[t]	[t]	[t]	[g/kWh]
THP (CO ₂ -Äq.)	2.731.655	80.685	2.650.970	291,3
CO ₂	2.597.550	0	2.597.550	285,4

CH ₄	5.095	354	4.741	0,521
N ₂ O	87	236	-149	-0,016
VP (SO ₂ -Äq.)	4.162	7.157	-2.994	-0,329
SO ₂	2.186	620	1.565	0,172
NO _x	2.840	9.392	-6.552	-0,720
Staub	240	95	145	0,016
CO	1.198	927	271	0,030
NM VOC	160	47	113	0,012

Quelle: Eigene Berechnungen

5.2.7 Wärmebereitstellung aus Solarthermie

Die passive Nutzung der Solarthermie zur Erzeugung von Warmwasser wird zum Beispiel in Schwimmbädern seit Jahrzehnten praktiziert. Im Unterschied zu den einfachen, unverglasten Systemen, die im Wesentlichen aus schwarzen Kunststoffrohren bestehen, wurden insbesondere seit Mitte der 1990er Jahre in erheblichem Umfang verglaste Kollektorsysteme in Deutschland installiert, die eine erhebliche Temperaturerhöhung gegenüber der Umgebung ermöglichen. Diese Systeme lassen sich im Wesentlichen in Hinblick auf die Bauart der Kollektoren und den Einsatzbereich unterscheiden:

- Im Gegensatz zu den weltweit vorherrschenden Vakuumröhrenkollektoren dominieren in Deutschland Flachkollektoren mit einem Anteil von fast 90 Prozent den Anlagenbestand.
- Systeme zur ausschließlichen Warmwassererzeugung waren bis um die Milleniumswende die Regel. Seit dem Jahr 2000 fanden jedoch immer mehr so genannte Kombisysteme zur Warmwassererzeugung und Heizungsunterstützung weite Verbreitung (Simon, et al., 2012). In den letzten beiden Jahren war der Anteil der Kombisysteme jedoch wieder leicht rückläufig.

Aktivitätsrate

Die Angabe zur Wärmebereitstellung aus Solarthermie wird von der Arbeitsgruppe Erneuerbare-Energien-Statistik (AGEE-Stat) übernommen (siehe Kap. 4.2.1). Der in Tabelle 104 angegebene Datenstand entspricht der BMU-Publikation „Erneuerbare Energie in Zahlen – Nationale und internationale Entwicklung“, die jährlich im August/September publiziert wird. Zusätzlich erfolgt zum Jahresende sowie zum Februar/März eine unterjährige Datenaktualisierung. Die jeweils neuesten Daten in der Zeitreihe ab 1990 sind unter <http://www.erneuerbare-energien.de/die-themen/datenservice/zeitreihen-entwicklung-ab-1990/> abrufbar.

Die Angaben beziehen sich auf die an das zentrale Verteilsystem inkl. Pufferspeicher gelieferte Wärme aus solarthermischen Kollektoren. Sie basieren auf einer Zeitreihe der AGEE-Stat zur Entwicklung der solarthermischen Kollektorfläche bzw. der korrespondierende solarthermischen Leistung. Zur Aktualisierung fließen die jährlich veröffentlichten Marktdaten (Neuinstallationen des Bundesverband Solarwirtschaft e.V.) ein (BSW, 2013).

Die Ermittlung der jährlichen Solarerträge erfolgt durch die Anwendung einer im Rahmen des IEA Solar Heating and Cooling Programme entwickelten Methodik (IEA-SHC, o.J.). Der jährliche Endenergieertrag berechnet sich demnach aus der installierten Kollektorfläche, einem verwendungsspezifischen Ertragsfaktor (Warmwasser, Kombianlage, Schwimmbadabsorber) und der jährlichen globalen Solarstrahlung in Deutschland, die vom Deutschen Wetterdienst zur Verfügung gestellt wird (DWD, 2013).

Tabelle 104: Wärmebereitstellung aus Solarthermie

[GWh]	2012
Solarthermie	6.700

Quelle: AGEE-Stat, Datenstand Juli 2013. Aktualisierungen der Datenbasis erfolgen jeweils im Dezember und März und sind unter <http://www.erneuerbare-energien.de/die-themen/datenservice/zeitreihen-entwicklung-ab-1990/> abrufbar.

Substitutionsfaktoren

Die in Tabelle 105 ausgewiesenen Substitutionsfaktoren für in Einzelfeuerungen eingesetztes Brennholz fußen auf einer Sonderauswertung der seit mehreren Jahren von RWI/Forsa durchgeführten, repräsentativen Zusatzerhebungen zum Energieverbrauch privater Haushalte (RWI/Forsa, 2008) (vgl. Kap. 4.2.4). Demnach wird ca. zur Hälfte Erdgas verdrängt und zu knapp der Hälfte Heizöl.

Die Größenordnung der Substitutionsfaktoren wird zudem bestätigt durch eine im Rahmen der wissenschaftlichen Evaluierung des Marktanreizprogramms durchgeführten Befragung von Fördermittelempfängern (Nast, et al., 2009).

Tabelle 105: Substitutionsfaktoren der Wärmebereitstellung aus Solarthermie

[%]	Öl	Gas	StK	BrK	FW	Elt
Solarthermie	44,9	50,6	0,0	0,0	1,6	2,9

Quelle: eigene Berechnungen in Anlehnung an (RWI/Forsa, 2008)

Emissionsfaktoren

Die Emissionsfaktoren für solarthermische Kollektorsysteme basieren auf der Ökobilanzdatenbank GEMIS 4.8 (vgl. Kap. 4.2.5). Grundlage sind die im Rahmen des BMU-Forschungsvorhabens „LCA-EE“ durch das DLR aktualisierten Sachbilanzen (Tabelle 106) (Öko-Institut, 2012). Die Ergebnisse repräsentieren jeweils ein vollständiges Vakuumröhrenkollektor- bzw. Flachkollektorsystem zur Erzeugung von Warmwasser, inklusive Warmwasserspeicher und Steuerungsstation.

Als relevante Lebenszyklusphasen ist zum einen die Herstellungsphase inklusive der Gewinnung von Kupfer als wichtigster metallischer Bestandteil und zum anderen die Betriebsphase inklusive dem Stromverbrauch der Kreislaufpumpe zu nennen. Hier beruhen die Datensätze in GEMIS auf einem im Vergleich zu anderen Datenquellen (z. B: Ecoinvent) niedrigen Eigenstromverbrauch von 2 kWh_{el} je 100 kWh_{th}.

Tabelle 106: Emissionsfaktoren der Solarthermie

[g/kWh]	THP CO ₂ -Äq.	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	VP SO ₂ -Äq.	SO ₂	NO _x	Staub	CO	NMVOC
Solarthermie (Mix)	24,7	23,3	0,053	0,001	0,072	0,040	0,046	0,019	0,135	0,007
Solarkollektor- Flach-DE-2010	21,8	20,6	0,046	0,001	0,063	0,035	0,041	0,016	0,121	0,004
Solarkollektor- Vakuum-Röhre-DE- 2010	30,8	29,0	0,070	0,001	0,092	0,053	0,056	0,026	0,172	0,012

Solarkollektor-Schwimmbad	21,2	20,4	0,029	0,001	0,046	0,018	0,040	0,003	0,011	0,015
---------------------------	------	------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------

Quelle: GEMIS 4.8 (IINAS, 2013), (Öko-Institut, 2012), (Simon, et al., 2012)

Die Emissionsfaktoren der verdrängten fossilen Wärmebereitstellung wurde auf Basis des Nationalen Emissionsinventars abgeleitet und durch die entsprechenden Vorketten der Brennstoffgewinnung und –bereitstellung aus GEMIS 4.8 ergänzt (vgl. Kap. 4.2.5).

Tabelle 107: Emissionsfaktoren der Wärmebereitstellung aus fossilen Energieträgern in privaten Haushalten

[g/kWh]	THP CO ₂ -Äq.	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	VP SO ₂ -Äq.	SO ₂	NO _x	Staub	CO	NM VOC
Heizöl (Haushalte)	314,4	311,7	0,084	0,003	0,505	0,330	0,252	0,019	0,144	0,049
Erdgas (Haushalte)	248,1	225,8	1,033	0,002	0,134	0,011	0,176	0,006	0,136	0,052
Steinkohlen (Haushalte)	419,1	354,9	2,419	0,043	1,794	1,482	0,448	0,075	12,499	0,235
Braunkohle-Brikett (Haushalte)	428,7	414,8	0,229	0,029	0,641	0,381	0,373	0,428	8,554	0,596
Fernwärme (inkl. Netzverluste)	325,4	309,4	0,607	0,010	0,496	0,260	0,338	0,029	0,143	0,019
Stromheizung (inkl. Netzverluste)	626,1	600,4	0,856	0,025	0,686	0,306	0,545	0,041	0,326	0,027

Quelle: (UBA, 2013), GEMIS 4.8 (IINAS, 2013)

Emissionsbilanz

Die Netto-Emissionsbilanz der Wärmebereitstellung aus Solarthermie errechnet sich aus den oben angegebenen Einzelgrößen (vgl. Tabelle 108).

In Hinblick auf die Wirkungskategorie Treibhauseffekt vermeidet die solarthermische Wärmebereitstellung ca. 1,8 Mio. t CO₂-Äq. Treibhausgasemissionen. Der spezifische Treibhausgas-Vermeidungsfaktor liegt bei ca. 265 g CO₂-Äq. / kWh_{th}, wobei hier berücksichtigt werden muss, dass sich dieser Faktor im Unterschied beispielsweise zu Brennholz bereits auf die dem Wärmeverteilsystem (inkl. Speicher) unmittelbar zur Verfügung stehende Wärme bezieht.

In Hinblick auf versauernd wirkende Luftschadstoffe trägt die solarthermische Wärmebereitstellung durch ihren emissionsfreien Betrieb erheblich zur Entlastung bei. Dies gilt auch für weitere Luftschadstoffe wie Kohlenmonoxid und flüchtige organische Verbindungen. Lediglich bezüglich der Staubemissionen fällt die Bilanz durch die Emissionen bei der Gewinnung der Rohstoffe und bei der Herstellung leicht negativ aus.

Tabelle 108: Emissionsbilanz der Wärmebereitstellung aus Solarthermie

	Vermiedene Emissionen	Verursachte Emissionen	Emissionsbilanz (Netto)	Spezifischer Vermeidungsfaktor
	$E_v = A \cdot SF \cdot$	$E_u = A \cdot E_{Fee.}$	$EB = E_v - E_u$	EB / A
	[t]	[t]	[t]	[g/kWh]

THP (CO ₂ -Äq.)	1.943.310	165.199	1.778.111	265,4
CO ₂	1.852.789	156.028	1.696.761	253,2
CH ₄	3.984	355	3.630	0,542
N ₂ O	22	6	17	0,002
VP (SO ₂ -Äq.)	2.159	481	1.678	0,250
SO ₂	1.118	268	850	0,127
NO _x	1.497	307	1.190	0,178
Staub	88	128	-40	-0,006
CO	972	901	70	0,010
NM VOC	331	48	283	0,042

Quelle: Eigene Berechnungen

5.2.8 Wärmebereitstellung aus oberflächennaher Geothermie und Umweltwärme (Wärmepumpen)

Die Nutzung der in den ersten 400 m der Erdkruste ganzjährig vorhandenen Erdwärme bis ca. 25°C oder der in der Umgebungsluft vorhandenen Wärme mittels insbesondere Elektro-Wärmepumpen zur Beheizung und Warmwasserversorgung hat in den letzten Jahren insbesondere im Rahmen des Gebäudeneubaus an Bedeutung gewonnen.

Hierbei wurden zunehmend Luft-Wärmepumpen installiert. Durch die niedrigen Außentemperaturen im Winter weisen diese unter den Wärmepumpensystemen jedoch die geringste Effizienz auf. Erdgebundene Sole-Wasser-Wärmepumpen können dagegen Jahresarbeitszahlen von über 4 erreichen. Das heißt, dass durch den Einsatz einer Einheit Strom weitere drei Einheiten Wärme aus der Erde erschlossen werden können, um insgesamt vier Einheiten Wärme bereitzustellen.

Aktivitätsrate

Die Angabe zur Wärmebereitstellung aus oberflächennaher Geothermie wird von der Arbeitsgruppe Erneuerbare-Energien-Statistik (AGEE-Stat) übernommen (siehe Kap. 4.2.1). Der in Tabelle 109 angegebene Datenstand entspricht der BMU-Publikation „Erneuerbare Energie in Zahlen – Nationale und internationale Entwicklung“, die jährlich im August/September publiziert wird. Zusätzlich erfolgt zum Jahresende sowie zum Februar/März eine unterjährliche Datenaktualisierung. Die jeweils neuesten Daten in der Zeitreihe ab 1990 sind unter <http://www.erneuerbare-energien.de/die-themen/datenservice/zeitreihen-entwicklung-ab-1990/> abrufbar.

Die Angaben beziehen sich auf die an das zentrale Verteilsystem inkl. Pufferspeicher gelieferte, durch Wärmepumpen nutzbar gemachte erneuerbare Wärme. Dies ist nicht identisch mit der gesamten Heizwärme, da in Übereinstimmung mit der EU-Richtlinie zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (Richtlinie 2009/28/EG) der nicht-erneuerbare Anteil der Heizwärme, der quasi unmittelbar auf den Einsatz von Strom zur Wärmeerzeugung zurückgeht, an dieser Stelle nicht ausgewiesen wird.

Die konkrete Berechnung der durch Wärmepumpen nutzbar gemachten erneuerbaren Energie beruht auf einem Fachgutachten des Geothermiezentrums Bochum im Auftrag der AGEE-Stat (GZB, 2010). Das erarbeitete, nach Inbetriebnahmejahr, Wärmequelle, Leistung und Volllaststunden differenzierte Mengengerüst des Wärmepumpenbestandes in Deutschland wird durch die AGEE-Stat jährlich fortgeschrieben. Grundlage hierfür sind die vom Bundesverband Wärmepumpen veröffentlichten Marktdaten (Absatzzahlen) (BWP, 2013).

Tabelle 109: Wärmebereitstellung aus oberflächennaher Geothermie und Umweltwärme (Wärmepumpen)

[GWh]	2012
Oberflächennahe Geothermie und Umweltwärme (Wärmepumpen)	6.730

Quelle: AGEE-Stat, Datenstand Juli 2013. Aktualisierungen der Datenbasis erfolgen jeweils im Dezember und März und sind unter <http://www.erneuerbare-energien.de/die-themen/datenservice/zeitreihen-entwicklung-ab-1990/> abrufbar.

Substitutionsfaktoren

Die in Tabelle 110 ausgewiesenen Substitutionsfaktoren für die durch Wärmepumpen nutzbar gemachte Wärme fußen auf einer Sonderauswertung der seit mehreren Jahren von RWI/Forsa durchgeführten, repräsentativen Zusatzerhebungen zum Energieverbrauch privater Haushalte (RWI/Forsa, 2008) (vgl. Kap. 4.2.4). Demnach wird hauptsächlich Erdgas und Heizöl zu etwa gleichen Teilen verdrängt.

Tabelle 110: Substitutionsfaktoren der Wärmebereitstellung aus oberflächennaher Geothermie (Wärmepumpen)

[%]	Öl	Gas	StK	BrK	FW	El
Oberflächennahe Geothermie und Umweltwärme (Wärmepumpen)	45,5	44,5	0,5	1,5	4,6	3,4

Quelle: eigene Berechnungen in Anlehnung an (RWI/Forsa, 2008)

Emissionsfaktoren

Die Herstellungsphase der Wärmepumpen inklusive der zugehörigen Systemkomponenten ist bei einer ökobilanziellen Betrachtung des Lebenszyklus vernachlässigbar gegenüber der Betriebsphase. Aus diesem Grund werden die Emissionsfaktoren für die durch Wärmepumpen nutzbar gemachte erneuerbare Wärme an dieser Stelle ausschließlich über den durchschnittlichen Strommix bestimmt, welcher durch die durchschnittlichen Jahresarbeitszahl des Wärmepumpenbestandes dividiert wird (in 2012 ca. 2,96).

Die Ableitung des durchschnittlichen Emissionsfaktors zum Strommix beruht auf einer Auswertung des Nationalen Emissionsinventars (Icha, 2013) (vgl. Kapitel 4.2.2). Dieser wird ergänzt durch die Vorkettenemissionen der zur Stromerzeugung eingesetzten Primärenergieträger auf Basis von GEMIS 4.8 (IINAS, 2013).

Eine weitere Quelle für treibhausgasrelevante Emissionen sind Leckagen von teilfluorierten Arbeitsmitteln. Mangels belastbarer Daten und der gewählten Systemgrenzen (vgl. Kapitel 4.1.1) wurden diese jedoch noch nicht berücksichtigt.

Tabelle 111: Emissionsfaktoren der Wärmebereitstellung aus oberflächennaher Geothermie und Umweltwärme (Wärmepumpen)

[g/kWh]	THP CO ₂ -Äq.	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	VP SO ₂ -Äq.	SO ₂	NO _x	Staub	CO	NM VOC
Oberflächennahe Geothermie und Umweltwärme (Wärmepumpen)	211,8	203,1	0,289	0,008	0,232	0,104	0,185	0,014	0,110	0,009

Quelle: Eigene Berechnung auf Basis (UBA, 2013), (Icha, 2013), GEMIS 4.8 (IINAS, 2013)

Die Emissionsfaktoren der verdrängten fossilen Wärmebereitstellung wurde auf Basis des Nationalen Emissionsinventars abgeleitet und durch die entsprechenden Vorketten der Brennstoffgewinnung und -bereitstellung aus GEMIS 4.8 ergänzt (vgl. Kap. 4.2.5).

Tabelle 112: Emissionsfaktoren der Wärmebereitstellung aus fossilen Energieträgern in privaten Haushalten

[g/kWh]	THP CO ₂ -Äq.	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	VP SO ₂ -Äq.	SO ₂	NO _x	Staub	CO	NMVOC
Heizöl (Haushalte)	314,4	311,7	0,084	0,003	0,505	0,330	0,252	0,019	0,144	0,049
Erdgas (Haushalte)	248,1	225,8	1,033	0,002	0,134	0,011	0,176	0,006	0,136	0,052
Steinkohlen (Haushalte)	419,1	354,9	2,419	0,043	1,794	1,482	0,448	0,075	12,499	0,235
Braunkohle-Brikett (Haushalte)	428,7	414,8	0,229	0,029	0,641	0,381	0,373	0,428	8,554	0,596
Fernwärme (inkl. Netzverluste)	325,4	309,4	0,607	0,010	0,496	0,260	0,338	0,029	0,143	0,019
Stromheizung (inkl. Netzverluste)	626,1	600,4	0,856	0,025	0,686	0,306	0,545	0,041	0,326	0,027

Quelle: (UBA, 2013), GEMIS 4.8 (IINAS, 2013)

Emissionsbilanz

Die Netto-Emissionsbilanz der durch Wärmepumpen nutzbar gemachten erneuerbaren Wärme errechnet sich aus den oben angegebenen Einzelgrößen (vgl. Tabelle 113).

In Hinblick auf die Wirkungskategorie Treibhauseffekt werden ca. 0,6 Mio. t CO₂-Äq. Treibhausgasemissionen vermieden. Der spezifische Treibhausgas-Vermeidungsfaktor liegt bei ca. 86,5 g CO₂-Äq. / kWh_{th}, wobei hier berücksichtigt werden muss, dass sich dieser Faktor im Unterschied beispielsweise zu Brennholz bereits auf die dem Wärmeverteilungssystem (inkl. Speicher) unmittelbar zur Verfügung stehende Wärme bezieht.

In Hinblick auf versauernd wirkende Luftschadstoffe trägt die Nutzbarmachung erneuerbarer Wärme mittels Wärmepumpen erheblich zur Entlastung bei. Dies gilt auch für weitere Luftschadstoffe wie Staub, Kohlenmonoxid und flüchtige organische Verbindungen.

Tabelle 113: Emissionsbilanz der Wärmebereitstellung aus oberflächennaher Geothermie und Umweltwärme (Wärmepumpen)

	Vermiedene Emissionen	Verursachte Emissionen	Emissionsbilanz (Netto)	Spezifischer Vermeidungsfaktor
	$E_v = A * SF * EF_{fossil}$	$E_u = A * EF_{fee}$	$EB = E_v - E_u$	EB / A
	[t]	[t]	[t]	[g/kWh]
THP (CO ₂ -Äq.)	2.007.077	1.425.198	581.879	86,5
CO ₂	1.917.473	1.366.789	550.684	81,8
CH ₄	3.839	1.948	1.892	0,281
N ₂ O	26	56	-31	-0,005
VP (SO ₂ -Äq.)	2.384	1.562	822	0,122
SO ₂	1.283	698	586	0,087

NO _x	1.581	1.242	339	0,050
Staub	141	93	48	0,007
CO	2.276	743	1.534	0,228
NMVOC	387	61	326	0,048

Quelle: Eigene Berechnungen

5.2.9 Wärmebereitstellung aus Tiefengeothermie

Zur Wärmebereitstellung sind andere Bedingungen an die Temperatur des geförderten Thermalwassers zu stellen als für die Stromerzeugung aus Geothermie (vgl. Kap. 5.1.5). Für geothermische Heizwerke, die auf zusätzliche fossile Erwärmung verzichten, sind bereits Bohrtiefen von ca. 2.000 m auskömmlich.

Laut Angaben des tiefengeothermischen Informationssystems (GeoTIS) sind derzeit 19 geothermische Heizwerke bzw. Heizkraftwerke mit Haupt- bzw. Nebennutzung Fernwärme in Betrieb. Dies entspricht einer geothermischen Leistung von ca. 163 MW_{th} (LIAG, 2013).

Aktivitätsrate

Die Angabe zur Wärmebereitstellung aus Geothermie wird von der Arbeitsgruppe Erneuerbare-Energien-Statistik (AGEE-Stat) übernommen (siehe Kap. 4.2.1). Der in Tabelle 23 angegebene Datenstand entspricht der BMU-Publikation „Erneuerbare Energie in Zahlen – Nationale und internationale Entwicklung“, die jährlich im August/September publiziert wird (siehe Kap. 4.2.1). Zusätzlich erfolgt zum Jahresende sowie zum Februar/März eine unterjährigere Datenaktualisierung. Die jeweils neuesten Daten in der Zeitreihe ab 1990 sind unter <http://www.erneuerbare-energien.de/die-themen/datenservice/zeitreihen-entwicklung-ab-1990/> abrufbar.

Die Angaben zur Wärmebereitstellung beruhen auf einer Hochrechnung des Geothermischen Informationssystems (GeoTIS) zur Direktwärmenutzung aus geothermischen Heizwerken und Heizkraftwerken in Deutschland (LIAG, 2013). GeoTIS wird vom Leibniz-Institut für angewandte Geophysik betrieben und in enger Zusammenarbeit mit den geologischen Landesämtern fortlaufend aktualisiert.

Tabelle 114: Wärmebereitstellung aus Tiefengeothermie

[GWh]	2012
Tiefe Geothermie	340

Quelle: AGEE-Stat, Datenstand Juli 2013. Aktualisierungen der Datenbasis erfolgen jeweils im Dezember und März und sind unter <http://www.erneuerbare-energien.de/die-themen/datenservice/zeitreihen-entwicklung-ab-1990/> abrufbar.

Substitutionsfaktoren

Hinsichtlich der Substitutionsbeziehungen der Wärmebereitstellung aus Tiefengeothermie wird angenommen, dass zu 100 % mit fossilen Energieträgern erzeugte Fernwärme ersetzt wird. Es wird also unterstellt, dass mit dem Ausbau der tiefengeothermischen Wärmenutzung kein wesentlicher Impuls zum Ausbau von Wärmenetzen einhergeht. Zudem wird davon ausgegangen, dass die mit der Bereitstellung von fossiler bzw. tiefengeothermischer Fernwärme verbundenen Netzverluste die gleiche Größenordnung aufweisen und an dieser Stelle nicht weiter berücksichtigt werden.

Tabelle 115: Substitutionsfaktoren der Wärmebereitstellung aus Tiefengeothermie

[%]	Öl	Gas	StK	BrK	FW	Elt
Tiefe Geothermie	0,0	0,0	0,0	0,0	100,0	0,0

Quelle: eigene Setzung

Emissionsfaktoren

Aktuelle Emissionsfaktoren der geothermischen Wärmebereitstellung wurden zuletzt durch das (Öko-Institut, 2012) auf Basis einer aktuellen, umfassenden Sachbilanz des Internationalen Geothermiezentrums Bochums (GZB, 2012) berechnet.

Da sich der überwiegende Teil der geothermischen Heizwerke im Süddeutschen Molassebecken befindet, wird hier ein entsprechendes hydrothermales Heizwerk mit einer Thermalwassertemperatur von ca. 85°C zugrunde gelegt. Dies korrespondiert mit einer thermischen Leistung von ca. 9,1 MW_{th}. Weitere relevante Parameter sind in Tabelle 116 dokumentiert (GZB, 2012).

Tabelle 116: Basisannahmen des verwendeten Ökobilanz-Datensatzes für die Wärmebereitstellung aus Tiefengeothermie

Parameter	Einheit	Süddeutsches Molassebecken
Mittlere Außentemperatur	° C	6,8
Vor- und Rücklauftemperatur Thermalwasser	° C	85 / 55
Massenstrom Thermalwasser	kg / s	76
Tiefe	m	2.072
Technische Lebensdauer	a	30
Volllaststunden	h / a	3.000
Installierte Wärmeleistung	kW _{th}	9.143

Quelle: (GZB, 2012)

Während sich die spezifischen Aufwendungen in der Errichtungsphase je Meter Bohrtiefe nicht wesentlich von denjenigen bei der Stromerzeugung aus Geothermie unterscheiden (vgl. hierzu Kap. 0), fällt der Stromeigenverbrauch bei den geothermischen Heizwerken deutlich geringer aus, weil auf einen Binärkreislauf zur Stromerzeugung und eine Kühlung verzichtet werden kann. Lediglich der Energieverbrauch der Förderpumpe ist daher zu berücksichtigen (hier mit 6 % bezogen auf die Wärme).

Tabelle 117: Emissionsfaktoren der Wärmebereitstellung aus Tiefengeothermie

[g/kWh]	THP CO ₂ -Äq.	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	VP SO ₂ -Äq.	SO ₂	NO _x	Staub	CO	NM VOC
Geothermie-HW-SMB-DE-2010	34,8	33,5	0,043	0,002	0,044	0,020	0,035	0,003	0,027	0,002

Quelle: GEMIS 4.8 (IINAS, 2013), (Öko-Institut, 2012), (GZB, 2012)

Die Emissionsfaktoren der verdrängten fossilen Fernwärme wurde auf Basis des Nationalen Emissionsinventars abgeleitet und durch die entsprechenden Vorketten der Brennstoffgewinnung und -bereitstellung aus GEMIS 4.8 ergänzt (vgl. Kapitel 4.2.2, GEMIS).

Tabelle 118: Emissionsfaktoren der Wärmebereitstellung fossil erzeugter Fernwärme

[g/kWh]	THP CO ₂ -Äq.	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	VP SO ₂ -Äq.	SO ₂	NO _x	Staub	CO	NM VOC
Fernwärme ohne Netzverluste	300,2	285,4	0,560	0,010	0,457	0,240	0,312	0,026	0,132	0,018

Quelle: (UBA, 2013)

Der zugrundeliegende Brennstoffeinsatz an Primärenergieträgern ist in Tabelle 119 dokumentiert. Im Ergebnis verdrängt die Wärmebereitstellung aus Geothermie zu ca. 60 Prozent Erdgas, zu ca. 30 Prozent Steinkohle und zu ca. 10 Prozent Braunkohle.

Tabelle 119: Fossiler Brennstoffmix für die Erzeugung von Fernwärme

Energieträger	Anteil
Braunkohlen	9,6 %
Erdgas	57,6 %
Heizöl, leicht	1,4 %
Heizöl, schwer	0,7 %
Steinkohlen	30,7 %

Quelle: (UBA, 2013) auf Basis (AGEB, 2013)

Emissionsbilanz

Die Netto-Emissionsbilanz der Wärmebereitstellung aus Tiefengeothermie errechnet sich aus den oben angegebenen Einzelgrößen (vgl. Tabelle 120).

In Hinblick auf die Wirkungskategorie Treibhauseffekt werden ca. 90.200 t CO₂-Äq. Treibhausgasemissionen vermieden. Der spezifische Treibhausgas-Vermeidungsfaktor liegt bei ca. 265 g CO₂-Äq. / kWh_{th}, wobei hier berücksichtigt werden muss, dass sich dieser Faktor im Unterschied beispielsweise zu Brennholz bereits auf die dem Wärmeverteilsystem (inkl. Speicher) unmittelbar zur Verfügung stehende Wärme bezieht.

In Hinblick auf versauernd wirkende Luftschadstoffe trägt die Nutzbarmachung erneuerbarer Wärme mittels Tiefengeothermie erheblich zur Entlastung bei. Dies gilt auch für weitere Luftschadstoffe wie Staub, Kohlenmonoxid und flüchtige organische Verbindungen.

Tabelle 120: Emissionsbilanz der Wärmebereitstellung aus Tiefengeothermie

	Vermiedene Emissionen	Verursachte Emissionen	Emissionsbilanz (Netto)	Spezifischer Vermeidungsfaktor
	$E_v = A * SF * E_{fossil}$	$E_u = A * E_{fee.}$	$EB = E_v - E_u$	EB / A
	[t]	[t]	[t]	[g/kWh]

THP (CO ₂ -Äq.)	102.062	11.848	90.214	265,3
CO ₂	97.051	11.377	85.674	252,0
CH ₄	190	15	176	0,517
N ₂ O	3	1	3	0,008
VP (SO ₂ -Äq.)	156	15	141	0,414
SO ₂	82	7	75	0,221
NO _x	106	12	94	0,277
Staub	9	1	8	0,024
CO	45	9	35	0,104
NMVOC	6	1	5	0,016

Quelle: Eigene Berechnungen

5.3 Verkehr

Für die Ermittlung der vermiedenen Emissionen im Verkehrssektor durch den Einsatz erneuerbarer Energien werden bisher nur flüssige Biokraftstoffe betrachtet und ab 2013 auch die Verwendung von Biomethan im Kraftstoffsektor. Andere Beiträge erneuerbarer Energien zum Kraftstoffsektor (z.B. Fischer-Tropsch-Diesel oder synthetische Kraftstoffe) sind auf Grund der geringen Einsatzmengen noch nicht in der Energiestatistik erfasst und werden daher in der Emissionsbilanz nicht berücksichtigt. Um die Einzelheiten der Emissionsbilanz des Biokraftstoffverbrauchs in Deutschland abbilden zu können, ist es notwendig die Art und Herkunft der Rohstoffe zur Biokraftstoffherstellung zu bestimmen. Weiterhin werden unter Berücksichtigung, der zum Teil erheblich voneinander abweichenden Emissionsfaktoren der Rohstoffbereitstellungsketten, die verursachten Emissionen der Biokraftstoffnutzung ermittelt.

5.3.1 Biodiesel

Biodiesel besteht aus Fettsäuremethylester (Fatty Acid Methylester (FAME)), die durch Umesterung aus Pflanzenölen hergestellt werden. In Deutschland wird Biodiesel zum Großteil aus Rapsöl gewonnen, daher ist der Begriff Rapsmethylester (RME) ebenfalls gebräuchlich. Die Qualitätsanforderungen an Biodiesel sind in der europaweit gültigen DIN EN 14214 festgelegt. Die Einordnung von Biodiesel als Biokraftstoff erfolgt in der Richtlinie 2009/28/EG und Richtlinie 2009/30/EG.

Aktivitätsrate

Die Angabe zum Einsatz von Biodiesel wird von der Arbeitsgruppe Erneuerbare-Energien-Statistik (AGEE-Stat) übernommen (vgl. Kapitel 4.2.1). Der in Tabelle 121 angegebene Datenstand entspricht der BMU-Publikation „Erneuerbare Energie in Zahlen – Nationale und internationale Entwicklung“, die jährlich im August/September publiziert wird. Zusätzlich erfolgt zum Jahresende sowie zum Februar/März eine unterjährigere Datenaktualisierung. Die jeweils neuesten Daten in der Zeitreihe ab 1990 sind unter <http://www.erneuerbare-energien.de/die-themen/datenservice/zeitreihen-entwicklung-ab-1990/> abrufbar.

Die Daten für den Einsatz bzw. den Verbrauch von Biodiesel beruhen auf den Angaben der Mineralöldatastatistik des Bundesamts für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA).

Biodiesel wird in Deutschland zu über 95% mineralischem Diesel beigemischt. Die Verwendung als Reinkraftstoff spielt kaum eine Rolle.

Tabelle 121: Verbrauch von Biodiesel

Einheit	Gesamtmenge
[t]	2.341.000
[GWh]	25.459

Quelle: (AGEE-Stat, 2013)

Substitutionsfaktoren

Der Berechnung der Substitutionsbeziehung zwischen mineralischen Diesel und Biodiesel liegen die folgenden Annahmen zugrunde: Eine kWh Biodiesel ersetzt eine kWh mineralischen Diesel. Dieses Verhältnis begründet sich damit, dass beide Kraftstoffe (auch durch die hohen Beimischungsanteile) in denselben Fahrzeugtypen unter gleichen Betriebsbe-

dingungen zum Einsatz kommen und dabei kein abweichendes Motorverhalten aufweisen (Gohlisch, 2013).

Emissionsfaktoren

In Deutschland verwendeter Biodiesel basiert auf vier Rohstoffpfaden: Raps, Soja, Palmöl sowie biogenen Abfällen. Mit dem Evaluationsbericht der Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung (BLE) stehen auf Basis ihres Nachhaltige-Biomasse-Systems (Nabisy) Informationen über die Rohstoffzusammensetzung der Biodieselherstellung zur Verfügung (vgl. Kapitel 4.2.7).

Im Jahr 2012 basierte der überwiegende Teil der Biodieselproduktion auf Rapsöl, gefolgt von biogenen Abfällen. Die Biodieselherstellung aus Palm- und Sojaöl spielt nur noch eine relativ geringe Rolle (vgl. Tabelle 122). Die tatsächliche stoffliche Zusammensetzung der Fraktion Abfälle ist mit relativ großen Unsicherheiten belegt, da die Mehrfachanrechnungsfähigkeit von Abfällen entsprechend des Biokraftstoffquotengesetz (BioKraftQuG) auf die Deklaration von Stoffen als Abfall einen Einfluss hat.

Tabelle 122: Anteil einzelner Rohstoffstoffe an der gesamten Biodieselverwendung

Rohstoffe der Biodieselverwendung 2012	[t]	[GWh]	[%]
Raps	1.678.013	18.249	71,7
Soja	87.088	947	3,7
Palmöl	128.832	1.401	5,5
Abfälle	447.067	4.862	19,1
Summe	2.341.000	25.459	100,0

Quelle: eigene Berechnung auf Basis (BLE, 2013)

Tabelle 123 gibt einen Überblick über die verschiedenen Emissionsfaktoren der Biodieselherstellung, differenziert nach den Rohstoffbereitstellungspfaden. Die Treibhausgaspotenzial-Werte entsprechen den typischen Werten der Richtlinie 2009/28/EG, die der einzelnen Treibhausgase und Luftschadstoffe wurden korrespondierend dazu im Rahmen eines Fachgutachtens (IFEU, 2011) abgeleitet. Es handelt sich dabei um die Emissionen der Vorkette, beispielsweise der landwirtschaftlichen Produktion und der Transportwege von Zwischen- und Endprodukten.

Der gewichtete Emissionsfaktor für die einzelnen Kraftstoffe ergibt sich schließlich unter Berücksichtigung der Struktur des Rohstoffeinsatzes; Landnutzungsänderungen sind hierbei bislang nicht mit einbezogen (vgl. Kapitel 4.1.2). Die Emissionsfaktoren von abfallbasiertem Biodiesel sind signifikant niedriger als die der anderen Rohstoffpfade, da die Vorketten dieser Einsatzstoffe bis zur Sammlung mit Null angesetzt werden.

Tabelle 123: Emissionsfaktoren für Biodiesel-Bereitstellung (Vorkette)

[g/kWh]	THP CO ₂ -Äq.	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	VP SO ₂ -Äq.	SO ₂	NO _x	Staub	CO	NM VOC
Raps	165,6	87,2	0,355	0,230	0,364	0,118	0,353	0,041	0,093	0,023
Soja	180,0	122,2	0,396	0,157	1,681	0,832	1,220	0,087	0,183	0,049
Palmöl	115,2	77,6	0,310	0,098	0,922	0,421	0,720	0,053	0,193	0,057
Abfälle	57,6	51,7	0,203	0,001	0,135	0,072	0,091	0,011	0,031	0,014

Biodiesel (gewichtet)	142,7	81,2	0,325	0,177	0,400	0,153	0,355	0,038	0,090	0,024
--------------------------	-------	------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------

Quelle: (IFEU, 2011) auf Grundlage Richtlinie 2009/28/EG, ohne direkte und indirekte Landnutzungsänderungen

Der THG-Emissionsfaktor von fossilem Kraftstoff (vgl. Tabelle 124), wie er in der Richtlinie 2009/28/EG angegeben ist, bildet die Grundlage um die vermiedenen Emissionen zu bestimmen, die aus dem Einsatz von Biodiesel resultieren können. In der Richtlinie 2009/28/EG ist lediglich der Emissionsfaktor für die Summe der Treibhausgase angegeben. Um eine differenzierte Bilanzierung der einzelnen Treibhausgase und Luftschadstoffe vornehmen zu können, wurden die Emissionsfaktoren der einzelnen Treibhausgase und Luftschadstoffe mit den entsprechenden Angaben der Ökobilanzdatenbank GEMIS 4.8 ergänzt.

Fahrzeugbedingte Emissionen unterscheiden sich vor allem beim Einsatz von Diesel gegenüber reinem Biodiesel. Diese abweichenden Emissionscharakteristika werden allerdings nicht separat berücksichtigt, da die Nutzung von reinem Biodiesel verhältnismäßig gering ist und keine weitergehenden Erkenntnisse zu den direkten Emissionen aus reinem Biodiesel vorliegen. Insgesamt haben diese Abweichungen keinen signifikanten Einfluss auf die Bestimmung der Gesamtemissionen der Biodieselerverwendung. Für die Beimischung von Biodiesel zu mineralischem Diesel ist ebenfalls von einer leichten Veränderung der fahrzeugbedingten Emissionen auszugehen. Hierzu liegen ebenfalls keine abschließenden Untersuchungsergebnisse vor (Gohlisch, 2013).

Tabelle 124: Emissionsfaktoren für mineralischen Diesel-Bereitstellung (Vorkette), CO₂+THP inkl. direkte Emissionen

[g/kWh]	THP CO ₂ -Äq.	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	VP SO ₂ -Äq.	SO ₂	NO _x	Staub	CO	NM VOC
mineralischer Diesel	301,7	299,6	0,064	0,001	0,160	0,096	0,092	0,012	0,045	0,043

Quelle: auf Grundlage Richtlinie 2009/28/EG (Anhang V) angepasst mit GEMIS 4.8 (IINAS, 2013)

Emissionsbilanz

Die Netto-Emissionsbilanz der Biodieselerverwendung errechnet sich aus den oben angegebenen Einzelgrößen. Die allgemeine Methodik wird in Kapitel 4.1.1 beschrieben.

Mit Blick auf die Wirkungskategorie Treibhausgaseffekt wurden durch den Einsatz von Biodiesel Treibhausgasemissionen in Höhe von ca. 4 Mio. t CO_{2eq.} vermieden. Der spezifische Vermeidungsfaktor beträgt 159 g/kWh bezogen auf den Gesamteinsatz von Biodiesel. Im Vergleich liegt der spezifische Vermeidungsfaktor von Biodiesel für Treibhausgase leicht über dem von Bioethanol. Pflanzenöl und Biomethan erreichen bessere spezifische Vermeidungseffekte.

Im Hinblick auf die Luftschadstoffe ist der Einsatz von Biodiesel differenziert zu bewerten. Während die spezifischen Schwefeldioxid-Emissionen relativ geringer ausfallen, resultieren aus dem Einsatz von Biodiesel zusätzliche Stickoxid Emissionen, die einen Anstieg des Versauerungspotenzials nach sich ziehen.

Tabelle 125: Emissionsbilanz des Einsatzes von Biodiesel

	Vermiedene Emissionen	Verursachte Emissionen	Emissionsbilanz (Netto)	Spezifischer Vermeidungsfaktor
	$Ev = A * EF_{\text{fossil}}$	$Eu = A * EF_{\text{ee}}$	$EB = Ev - Eu$	EB / A
	[t]	[t]	[t]	[g/kWh]
THP (CO ₂ -Äq.)	7.680.471	3.633.936	4.046.535	158,9
CO ₂	7.627.866	2.066.706	5.561.161	218,4
CH ₄	1.633	8.274	-6.642	-0,261
N ₂ O	26	4.496	-4.470	-0,176
VP (SO ₂ -Äq.)	4.084	10.182	-6.098	-0,240
SO ₂	2.451	3.887	-1.436	-0,056
NO _x	2.347	9.044	-6.697	-0,263
Staub	315	955	-640	-0,025
CO	1.138	2.280	-1.142	-0,045
NMVOC	1.087	611	476	0,019

Quelle: eigene Berechnung

5.3.2 Bioethanol

Bioethanol ist ein Alkohol, der aus Biomasse gewonnen wird und in Otto-Motoren als Reinkraftstoff oder als Kraftstoffbeimischung als Ersatz für oder Ergänzung zu Ottokraftstoff verwendet wird. In Deutschland wird Bioethanol zum Großteil aus Getreide und Zuckerrüben gewonnen. Die Qualitätsanforderungen an Bioethanol sind in der DIN 51625:2008-08 festgelegt.

Aktivitätsrate

Die Angabe zum Einsatz von Bioethanol wird von der Arbeitsgruppe Erneuerbare-Energien-Statistik (AGEE-Stat) übernommen (vgl. Kapitel 4.2.1). Der in Tabelle 126 angegebene Datenstand entspricht der BMU-Publikation „Erneuerbare Energie in Zahlen – Nationale und internationale Entwicklung“, die jährlich im August/September publiziert wird. Zusätzlich erfolgt zum Jahresende sowie zum Februar/März eine unterjährige Datenaktualisierung. Die jeweils neuesten Daten in der Zeitreihe ab 1990 sind unter <http://www.erneuerbare-energien.de/die-themen/datenservice/zeitreihen-entwicklung-ab-1990/> abrufbar. Die Daten für den Einsatz bzw. den Verbrauch von Bioethanol beruhen auf den Angaben der Mineralölstatistik des BAFA.

Bioethanol wird zu über 98% Ottokraftstoff beigemischt, die Verwendung als Reinkraftstoff oder Gemisch mit hohem Bioethanolanteil (z. B. E 85) spielt dagegen kaum eine Rolle.

Tabelle 126: Verbrauch von Bioethanol

Einheit	Gesamtmenge 2012
[t]	1.249.000
[GWh]	9.207

Quelle: (AGEE-Stat, 2013)

Substitutionsfaktoren

Der Berechnung der Substitutionsbeziehung zwischen Ottokraftstoff und Bioethanol liegt die folgende Annahme zugrunde: Eine kWh Bioethanol ersetzt eine kWh Ottokraftstoff. Dieses Verhältnis begründet sich damit, dass beide Kraftstoffe (auch durch die hohen Beimischungsanteile) in denselben Fahrzeugtypen unter gleichen Betriebsbedingungen zum Einsatz kommen und dabei kein abweichendes Motorverhalten aufweisen. (Gohlisch, 2013) Im Gesamtverbrauch ist beim Einsatz E10 Kraftstoff¹² mit einer bis zu 2%-igen Verbrauchssteigerung zu rechnen. Allerdings verhindert üblicherweise die Motorsteuerung einen Leistungsabfall im Motor und sorgt für ein gleichbleibendes Motorenverhalten (E10-Kraftstoff.de, 2013).

Emissionsfaktoren

Getreidepflanzen u.a. Mais stellen das Gros der pflanzlichen Rohstoffe der Bioethanolproduktion. Die Zuckerrübe, die hauptsächlich aus einheimischen landwirtschaftlichen Betrieben stammt, ist die zweitgrößte Ressource der Bioethanolherstellung (vgl. Tabelle 127). Mit dem Evaluationsbericht der Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung (BLE) stehen auf Basis ihres Nachhaltige-Biomasse-Systems (Nabisy) Informationen über die Rohstoffzusammensetzung der Biodieselherstellung zur Verfügung (vgl. Kapitel 4.2.7).

Tabelle 127: Anteil einzelner Rohstoffstoffe an der gesamten Bioethanolverwendung

Rohstoffe der Bioethanolverwendung 2012	[t]	[GWh]	[%]
Getreide	837.525	6.254	67,9
Zuckerrübe	377.782	2.821	30,6
Zuckerrohr	17.740	132	1,4
Summe	1.233.047	9.207	100,0

Quelle: eigene Berechnung auf Basis (BLE, 2013)

In Tabelle 128 sind die Emissionsfaktoren der Bioethanol-Bereitstellungsketten dargestellt. Die Treibhausgaspotenzial-Werte entsprechen den typischen Werten der Richtlinie 2009/28/EG, die der einzelnen Treibhausgase und Luftschadstoffe wurden korrespondierend dazu im Rahmen eines Fachgutachtens (IFEU, 2011) abgeleitet. Es handelt sich dabei um die Emissionen der Vorkette, beispielsweise der landwirtschaftlichen Produktion und der Transportwege von Zwischen- und Endprodukten. Direkte und indirekte Landnutzungsänderungen sind hierbei bislang nicht mit einbezogen (vgl. Kapitel 4.1.2). Dabei wird berücksichtigt, dass Bioethanolimporte in 2012 hauptsächlich aus den USA stammten und auf Mais beruhten. Der Einsatz von Zuckerrohr zur Bioethanolherstellung erfolgt fast ausschließlich in Brasilien und wird von dort als Bioethanol importiert (F.O. Licht, 2012).

Der Emissionsfaktor für Getreide ist ein gewichteter Wert, basierend auf den Emissionsfaktoren der Bioethanolherstellungspfade von Weizen und Mais. Insbesondere bestehen erhebliche Abweichungen zwischen den Emissionsfaktoren von weizenbasiertem Bio-

¹² Ottokraftstoff mit einer 10-prozentigen Beimischung von Bioethanol

ethanol, abhängig von der Art der Anlage und des Brennstoffs mit dem der Prozesswärmebedarf gedeckt wird (2009/28/EG Annex V). Es wird unterstellt, dass rund ein Viertel des weizenbasierten Bioethanols aus braunkohlegefeuerten KWK-Anlagen stammte und die restlichen Anlagen Erdgas in Heizkesseln als Brennstoff zur Prozesswärmebereitstellung einsetzen.

Der gewichtete Emissionsfaktor für Bioethanol ergibt sich schließlich unter Berücksichtigung der Mengenanteile des Rohstoffmixes.

Tabelle 128: Emissionsfaktoren für Bioethanol (Vorkette)

[g/kWh]	THP CO ₂ -Äq.	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	VP SO ₂ -Äq.	SO ₂	NO _x	Staub	CO	NMVOC
Getreide	182,5	125,8	0,364	0,157	0,527	0,123	0,581	0,051	0,120	0,018
Zuckerrübe	118,8	88,3	0,337	0,071	0,320	0,067	0,364	0,032	0,108	0,017
Zuckerrohr	73,1	48,3	0,032	0,080	1,709	0,684	1,472	0,150	0,670	0,234
Bioethanol (gewichtet)	161,4	113,2	0,351	0,129	0,716	0,285	0,690	0,053	0,177	0,029

Quelle: (IFEU, 2011) auf Grundlage Richtlinie 2009/28/EG, ohne direkte und indirekte Landnutzungsänderungen

Der THG-Emissionsfaktor von fossilem Kraftstoff (vgl. Tabelle 129), wie er in der Richtlinie 2009/28/EG angegeben, bildet die Grundlage um die vermiedenen Emissionen zu bestimmen, die aus dem Einsatz von Bioethanol resultieren. In der Richtlinie 2009/28/EG ist dafür lediglich der Emissionsfaktor für die Summe der Treibhausgase angegeben. Um eine differenzierte Bilanzierung der einzelnen Treibhausgase und Luftschadstoffe vornehmen zu können, wurden die Emissionsfaktoren der einzelnen Treibhausgase und Luftschadstoffe mit den entsprechenden Angaben der Ökobilanzdatenbank GEMIS 4.8 ergänzt.

Fahrzeugbedingte Emissionen unterscheiden sich vor allem beim Einsatz von Ottokraftstoff gegenüber Kraftstoffen mit hohem Bioethanolanteil. Diese Emissionen werden allerdings nicht separat berücksichtigt, da die Nutzung von Bioethanol (E 85) verhältnismäßig gering ist und auch dazu keine weitergehenden Erkenntnisse vorliegen. Dies hat keinen signifikanten Einfluss auf die Bestimmung der Gesamtemissionen der Bioethanolverwendung. Für die Beimischung von Bioethanol zu Ottokraftstoff ist ebenfalls von einer leichten Veränderung des fahrzeugbedingten Emissionsverhaltens auszugehen. Hierzu liegen ebenfalls keine abschließenden Untersuchungsergebnisse vor (Gohlisch, 2013).

Tabelle 129: Emissionsfaktoren für Ottokraftstoff -Bereitstellung (Vorkette), CO₂+THP inkl. direkte Emissionen

[g/kWh]	THP CO ₂ -Äq.	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	VP SO ₂ -Äq.	SO ₂	NO _x	Staub	CO	NMVOC
Ottokraftstoff	301,7	299,3	0,069	0,002	0,194	0,119	0,109	0,014	0,050	0,046

Quelle: auf Grundlage Richtlinie 2009/28/EG (Anhang V) angepasst mit GEMIS 4.8 (IINAS, 2013)

Emissionsbilanz

Die Netto-Emissionsbilanz der Bioethanolverwendung errechnet sich aus den oben angegebenen Einzelgrößen. Die allgemeine Methodik wird in Kapitel 4.1.1 beschrieben.

Mit Blick auf die Wirkungskategorie Treibhausgaseffekt wurden durch den Einsatz von Bioethanol Treibhausgasemissionen in Höhe von ca. 1,3 Mio. t CO_{2eq} vermieden. Der spezifische Vermeidungsfaktor beträgt 140 g/kWh bezogen auf den Gesamteinsatz von Bioethanol.

In Hinblick auf andere, traditionelle Luftschadstoffe ist der Einsatz von Bioethanol differenziert zu bewerten. Durch den Einsatz von Bioethanol erfolgen sowohl zusätzliche Schwefeldioxid-Emissionen, als auch Stickoxid-, Staub- und Kohlenmonoxid-Emissionen, lediglich für die flüchtigen organischen Verbindungen sind Einspareffekte zu verzeichnen.

Tabelle 130: Emissionsbilanz des Einsatzes von Bioethanol

	Vermiedene Emissionen	Verursachte Emissionen	Emissionsbilanz (Netto)	Spezifischer Vermeidungsfaktor
	$Ev = A \cdot EF_{\text{fossil}}$	$Eu = A \cdot EF_{\text{ee}}$	$EB = Ev - Eu$	EB / A
	[t]	[t]	[t]	[g/kWh]
THP (CO ₂ -Äq.)	2.777.568	1.486.121	1.291.447	140,3
CO ₂	2.755.903	1.042.222	1.713.681	186,1
CH ₄	635	3.234	-2.599	-0,282
N ₂ O	14	1.191	-1.177	-0,128
VP (SO ₂ -Äq.)	1.788	6.594	-4.805	-0,522
SO ₂	1.092	2.169	-1.077	-0,117
NO _x	1.000	6.357	-5.357	-0,582
Staub	133	491	-357	-0,039
CO	464	1.627	-1.163	-0,126
NM VOC	424	269	156	0,017

Quelle: eigene Berechnung

5.3.3 Pflanzenöl

Pflanzenöle sind aus Ölpflanzen gewonnene Fette und fette Öle. Die Eigenschaften von Pflanzenölen zum Einsatz im Kraftstoffbereich sind in der DIN-Norm 51605 (DIN 51605:2010-09) definiert. Die Einordnung von Pflanzenöl als Biokraftstoff erfolgt in der Richtlinie 2009/28/EG und Richtlinie 2009/30/EG.

Aktivitätsrate

Die Angabe zum Einsatz von Pflanzenöl wird von der Arbeitsgruppe Erneuerbare-Energien-Statistik (AGEE-Stat) übernommen (vgl. Kap. 4.2.1). Der in Tabelle 131 angegebene Datenstand entspricht der BMU-Publikation „Erneuerbare Energie in Zahlen – Nationale und internationale Entwicklung“ die jährlich im August/September publiziert wird. Zusätzlich erfolgt zum Jahresende sowie zum Februar/März eine unterjährige Datenaktualisierung. Die jeweils neuesten Daten in der Zeitreihe ab 1990 sind unter <http://www.erneuerbare-energien.de/die-themen/datenservice/zeitreihen-entwicklung-ab-1990/> abrufbar.

Diese Daten des Einsatzes bzw. der Verbrauch von Pflanzenöl beruhen auf den Angaben der Mineralöldatastatistik des Bundesamts für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA).

Pflanzenöl wurde im Jahr 2012 im Umfang von 258 GWh im Kraftstoffbereich eingesetzt.

Tabelle 131: Verbrauch von Pflanzenöl

Einheit	Gesamtmenge 2012
[t]	25.000
[GWh]	258

Quelle: (AGEE-Stat, 2013)

Substitutionsfaktoren

Der Berechnung der Substitutionsbeziehung zwischen mineralischem Diesel und Pflanzenöl liegen die Annahmen zugrunde: Eine kWh Pflanzenöl ersetzt eine kWh mineralischen Diesels. Dieses Verhältnis begründet sich damit, dass beide Kraftstoffe (auch durch die hohen Beimischungsanteile) in denselben Fahrzeugtypen unter gleichen Betriebsbedingungen zum Einsatz kommen und dabei kein abweichendes Motorverhalten aufweisen. (Gohlisch, 2013)

Emissionsfaktoren

Der Einsatz von Pflanzenölen im Kraftstoffbereich wird aufgrund der Anforderungen der DIN-Norm (DIN 51605:2010-09) von Rapsöl dominiert (vgl. Tabelle 132). Die Verwendung von Palmöl als Rohstoff zur Herstellung von Pflanzenöl für den Kraftstoffsektor kann insbesondere aufgrund der spezifischen Viskosität von Palmöl, die außerhalb des zulässigen Temperaturbereichs der genannten DIN-Norm liegt, weitgehend ausgeschlossen werden. Eine teilweise Beimischung von Sojaöl ist dagegen möglich, da die festgelegten Parameter der DIN-Norm und die Kriterien zur Steuerentlastung, entsprechend dem Energiesteuer-gesetz (EnergieStG), eingehalten bzw. erfüllt werden.

Tabelle 132: Anteil einzelner Rohstoffe an der Pflanzenölverwendung

Rohstoffe zur Pflanzenölherstellung 2012	[t]	[GWh]	[%]
Raps	25.000	258	100,0
Soja	-	-	-
Palmöl	-	-	-
Summe	25.000	258	100,0

Quelle: eigene Ableitung

Tabelle 133 gibt die Emissionsfaktoren der Pflanzenöl-Bereitstellungsketten wieder. Die Treibhausgaspotenzial-Werte entsprechen den typischen Werten der Richtlinie 2009/28/EG, die der einzelnen Treibhausgase und Luftschadstoffe wurden korrespondierend dazu im Rahmen eines Fachgutachtens (IFEU, 2011) abgeleitet. Es handelt sich dabei um die Emissionen der Vorkette, beispielsweise der landwirtschaftlichen Produktion und der Transporte von Zwischen- und Endprodukten. Für Pflanzenölkraftstoffe auf Basis von Soja- beziehungsweise Palmöl beinhaltet die Richtlinie 2009/28/EG keine Angaben - sie werden auf Grund der vernachlässigbaren Einsatzmengen nicht berücksichtigt.

Der Einsatz von reinem Pflanzenöl in landwirtschaftlichen Fahrzeugen mit für den Einsatz von Pflanzenöl ausgelegten Motoren zeigt, entsprechend aktuellen Messreihen des Tech-

nologie- und Förderzentrums Straubing (TFZ) keine signifikant abweichenden Motoremis-sionen gegenüber Dieselmotoren. Bei älteren Motoren (nach EU-Abgasnorm 1-3B) sind die Motoremis-sionen etwas höher gegenüber Dieselmotoren es kommt allerdings nicht zu gravierenden Abweichungen (Thuneke, 2013).

Für die Beimischung von Pflanzenöl zu mineralischem Diesel ist ebenfalls nur von einer leichten Veränderung des fahrzeugbedingten Emissionsverhaltens auszugehen. Hierzu liegen allerdings keine abschließenden Untersuchungsergebnisse vor.

Tabelle 133: Emissionsfaktoren von Pflanzenöl (Vorkette)

[g/kWh]	THP CO ₂ -Äq.	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	VP SO ₂ -Äq.	SO ₂	NO _x	Staub	CO	NMVOC
Reines Rapsöl	126,0	51,3	0,132	0,238	0,279	0,085	0,279	0,036	0,064	0,011

Quelle: (IFEU, 2011) auf Grundlage Richtlinie 2009/28/EG

Der THG-Emissionsfaktor von fossilem Kraftstoff (vgl. Tabelle 134), wie er in der Richtlinie 2009/28/EG angegeben ist, bildet die Grundlage um die vermiedenen Emissionen, die aus dem Einsatz von Pflanzenöl resultieren, zu bestimmen. In der Richtlinie 2009/28/EG ist dafür lediglich der Emissionsfaktor für die Summe der Treibhausgase angegeben. Um eine differenzierte Bilanzierung der betrachteten Treibhausgase und Luftschadstoffe vornehmen zu können, wurden die Emissionsfaktoren der einzelnen Treibhausgase und Luftschadstoffe mit den entsprechenden Angaben für Diesel der Ökobilanzdatenbank GEMIS 4.8 ergänzt.

Tabelle 134: Emissionsfaktoren für mineralischen Diesel Bereitstellung (Vorkette), CO₂+THP inkl. direkte Emissionen

[g/kWh]	THP CO ₂ -Äq.	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	VP SO ₂ -Äq.	SO ₂	NO _x	Staub	CO	NMVOC
Diesel	301,7	299,6	0,064	0,001	0,160	0,096	0,092	0,012	0,045	0,043

Quelle: auf Grundlage Richtlinie 2009/28/EG (Anhang V) angepasst mit GEMIS 4.8 (IINAS, 2013)

Emissionsbilanz

Die Netto-Emissionsbilanz der Pflanzenölverwendung im Kraftstoffsektor errechnet sich aus den oben angegebenen Einzelgrößen. Die allgemeine Methodik wird in Kapitel 4.1.1 beschrieben.

In Hinblick auf die Wirkungskategorie Treibhausgaseffekt wurden durch den Einsatz von Pflanzenöl Treibhausgasemissionen in Höhe von ca. 45.300 t CO_{2eq.} vermieden. Der spezifische Vermeidungsfaktor beträgt 176 g/kWh und ist damit höher als bei den anderen in Deutschland verwendeten Biokraftstoffen.

In Hinblick auf die Luftschadstoffe zeigt der Einsatz von Pflanzenöl bei Stickoxiden, Staub- und Kohlenmonoxid mehr Emissionen. Emissionsminderungen liegen beim Schwefeldioxid und den flüchtigen organischen Verbindungen vor.

Tabelle 135: Emissionsbilanz des Einsatzes von Pflanzenöl

	Vermiedene Emissionen	Verursachte Emissionen	Emissionsbilanz	Spezifischer Vermeidungs-faktor
	$A * EF_{\text{fossil}}$	$A * EF_{\text{ee.}}$	Ev-Eu	EB/A
	[t]	[t]	[t]	[g/kWh]
THP (CO ₂ -Äq.)	77.833,4	32.508,0	45.325,5	175,7
CO ₂	77.300,3	13.247,6	64.052,8	248,3
CH ₄	16,5	34,1	-17,5	-0,068
N ₂ O	0,3	61,5	-61,2	-0,237
VP (SO ₂ -Äq.)	41,4	71,9	-30,5	-0,118
SO ₂	24,8	21,827	3,0	0,012
NO _x	23,8	72,0	-48,2	-0,187
Staub	3,2	9,4	-6,2	-0,024
CO	11,5	16,6	-5,1	-0,020
NMVOC	11,0	2,7	8,3	0,032

Quelle: eigene Berechnung

5.3.4 Biomethan

Biomethan¹³ wird aus Rohbiogas durch unterschiedliche Aufbereitungsverfahren gewonnen, bei denen der Methangehalt durch Abscheidung von Gasbestandteilen erhöht wird. Die Aufbereitung von Biomethan muss den Anforderungen der DIN 51624 „Erdgas als Kraftstoff“ zur Gasbeschaffenheit entsprechen um äquivalent als Kraftstoff einsetzbar zu sein. Biomethan kann wie Erdgas als Kraftstoff für Erdgasfahrzeuge (CNG-Fahrzeuge) genutzt werden. (BMU, 2012)

Aktivitätsrate

Die Angabe zum Einsatz von Biomethan wird von der Arbeitsgruppe Erneuerbare-Energien-Statistik (AGEE-Stat) übernommen (vgl. Kap. 4.2.1). Der in Tabelle 136 angegebene Datenstand entspricht der BMU-Publikation „Erneuerbare Energie in Zahlen – Nationale und internationale Entwicklung“, die jährlich im August/September publiziert wird. Zusätzlich erfolgt zum Jahresende sowie zum Februar/März eine unterjährige Datenaktualisierung. Die jeweils neuesten Daten in der Zeitreihe ab 1990 sind unter <http://www.erneuerbare-energien.de/die-themen/datenservice/zeitreihen-entwicklung-ab-1990/> abrufbar.

Die Einsatzmenge von Biomethan im Kraftstoffsektor wird bislang statistisch nicht erfasst. Aus diesem Grund wurde von der AGEE-Stat im Jahr 2013 erstmalig eine entsprechende Schätzung vorgenommen, die auf Basis einer Expertenbefragung unter Branchenvertretern, Unternehmen (Biomethanhersteller und -händler) und Forschungseinrichtungen erfolgte. Die Erhebung ergab für das Jahr 2012, dass 350 GWh Biomethan im Kraftstoffsektor Verwendung fanden.

¹³ Die Begriffe Biomethan und Bioerdgas werden häufig als Bezeichnung für Methan biologischen Ursprungs genutzt. Es handelt sich dabei um Biogas, dass auf Erdgasqualität aufbereitet ins Erdgasnetz eingespeist werden kann. In diesem Bericht wird durchgängig der Begriff Biomethan verwendet.

Tabelle 136: Verbrauch von Biomethan

Einheit	Gesamtmenge 2012
[GWh]	350

Quelle: (AGEE-Stat, 2013)

Substitutionsfaktoren

Der Berechnung der Substitutionsbeziehung zwischen Erdgas und Biomethan liegen die folgenden Annahmen zugrunde: Eine kWh Biomethan ersetzt eine kWh Erdgas. Dieses Verhältnis begründet sich damit, dass beide Kraftstoffe (auch durch die hohen Beimischungsanteile) in denselben Fahrzeugtypen unter gleichen Betriebsbedingungen zum Einsatz kommen und dabei kein abweichendes Motorverhalten aufweisen (Gohlisch, 2013).

Emissionsfaktoren

Die Treibhausgasemissionen der Biomethanbereitstellung sind, ähnlich der Biogasproduktion, von folgenden Einflussgrößen bestimmt:

- Art der eingesetzten Biomasse und Anbau
- Transport, Lagerung der Biomasse (u. a. Silierung der Biomasse)
- Anlagen- und Fermentationstechnik (u. a. Leckageraten von Fermentern)
- Gärrestlagerung und- ausbringung (u. a. offenen oder geschlossene Gärrestlagerung)
- Aufbereitung des Rohbiogas auf Erdgasqualität
- Transport des Biomethans zur Tankstelle und Bereitstellung

Die höchsten Emissionen treten dabei in der gesamten Prozesskette abhängig von der Anlagentechnik und der Art der eingesetzten Biomasse auf. Die Verwendung von Abfall und Reststoffen ist dabei mit tendenziell hohen Treibhausgaseinsparungen verbunden.

Bei der Aufbereitung von Rohbiogas zu Biomethan entstehen zusätzliche klimarelevante Treibhausgasemissionen, dabei sind der Wirkungsgrad der Aufbereitungstechnik und der energetische Eigenverbrauch der Aufbereitungs- und Einspeiseanlage die entscheidenden Parameter (BMU, 2012).

Bei der Einspeisung und leitungsgebundenen Verteilung von Biomethan ist eine direkte Zuordnung zwischen dem Rohstoffmix der Rohbiogasherstellung und dem entsprechenden Verbrauchssektor (Strom, Wärme, Verkehr) nicht möglich. Für Herstellungsmengen von Biomethan, die in den Kraftstoffsektor gehen, können jedoch Vermarktungswege (z.B. direktvermarktete Biomethanmengen) identifiziert werden. Derzeit kann davon ausgegangen werden, dass der Substratmix der Biomethanmengen im Kraftstoffsektor relativ stark von Abfällen, insbesondere aus der Bioethanolherstellung, geprägt ist. Aus diesem Grund wird für die Biomethan-Emissionsbilanzierung der Rohstoffmix auf die Verwertung von Schlempeabfällen aus der Bioethanolherstellung ausgerichtet.

Tabelle 137: Anteil einzelner Rohstoffe an der Biomethanverwendung

Rohstoffe zur Biomethanverwendung 2012	[GWh]	%
Abfälle	350	100

Trockenmist	0	0
Gülle	0	0
sonstige Biomasse	0	0
Summe	350	100

Quelle: eigene Ableitung

In der Richtlinie 2009/28/EG sind für Biomethan drei unterschiedliche Rohstoffpfade (organische Siedlungsabfälle, Gülle und Trockenmist) THG-Emissionsfaktoren angegeben. Diese entsprechen jedoch nicht der tatsächlichen Rohstoffgrundlage, zudem liegen für diese Werte keine korrespondierenden Ableitungen der einzelnen Treibhausgase oder Luftschadstoffe vor.

Um die Emissionsbilanzierung von Biomethan dennoch vornehmen zu können, wurde ein Datensatz aus der Ökobilanzdatenbank GEMIS 4.8 verwendet, der für die Summe der Treibhausgase einen Emissionsfaktor in größtmöglicher Annäherung an den unterstellten Substratmix der Biomethanverwendung aufweist (

Tabelle 138). Bei diesem Vorgehen bestehen jedoch große Unsicherheiten bezüglich der Emissionsfaktoren für die einzelnen Klimagase und Luftschadstoffe.

Tabelle 138: Emissionsfaktoren für Biomethan

[g/kWh]	THP CO ₂ -Äq.	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	VP SO ₂ -Äq.	SO ₂	NO _x	Staub	CO	NMVOC
Biomethan	81,7	53,9	0,980	0,003	0,091	0,029	0,089	0,005	0,045	0,006

Quelle: GEMIS 4.8 (IINAS, 2013)

Da der in Richtlinie 2009/28/EG für fossile Kraftstoffe angegebene THG-Emissionsfaktor deutlich höher als der für Erdgas ist, wird der Emissionsfaktor für die Erdgasbereitstellung der Ökobilanzdatenbank GEMIS 4.8 entnommen (vgl. Tabelle 139).

Tabelle 139: Emissionsfaktoren für Erdgas

[g/kWh]	THP CO ₂ -Äq.	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	VP SO ₂ -Äq.	SO ₂	NO _x	Staub	CO	NMVOC
Erdgas	251,1	227,5	0,845	0,001	0,076	0,006	0,100	0,004	0,063	0,011

Quelle: GEMIS 4.8 (IINAS, 2013)

Emissionsbilanz

Die Netto-Emissionsbilanz der Biomethanverwendung errechnet sich aus den oben angegebenen Einzelgrößen. Die allgemeine Methodik wird in Kapitel 4.1.1 beschrieben.

Im Hinblick auf die Wirkungskategorie Treibhausgaseffekt wurden durch den Einsatz von Biomethan Treibhausgasemissionen in Höhe von ca. 59.300 t CO_{2eq.} vermieden. Der spezifische Vermeidungsfaktor beträgt 169 g/kWh bezogen auf den Gesamteinsatz von Biomethan. Damit wird im Kraftstoffbereich der Einspareffekt beim Einsatz von Biomethan nur von der Verwendung von Pflanzenöl übertroffen.

Das Ergebnis ist auf Grund der unsicheren Datenlage hinsichtlich der Rohstoffzusammensetzung der Biomethanbereitstellung und den lückenhaften Informationen zu den Emissionsfaktoren der Biomethan-Bereitstellungskette nur begrenzt belastbar.

Tabelle 140: Emissionsbilanz des Einsatzes von Biomethan

	Vermiedene Emissionen	Verursachte Emissionen	Emissionsbilanz (Netto)	Spezifischer Vermeidungsfaktor
	$A * EF_{\text{fossil}}$	$A * EF_{\text{ee.}}$	Ev-Eu	EB/A
	[t]	[t]	[t]	[g/kWh]
THP (CO ₂ -Äq.)	87.873,6	28.588,5	59.285,1	169,4
CO ₂	79.628,4	18.880,9	60.747,6	173,6
CH ₄	295,7	343,1	-47,4	-0,135
N ₂ O	0,4	0,9	-0,5	-0,002
VP (SO ₂ -Äq.)	26,6	31,9	-5,3	-0,015
SO ₂	2,2	10,2	-8,0	-0,023
NO _x	35,1	31,1	4,0	0,011
Staub	1,4	1,8	-0,4	-0,001
CO	22,2	15,8	6,4	0,018
NMVOC	3,8	2,0	1,8	0,005

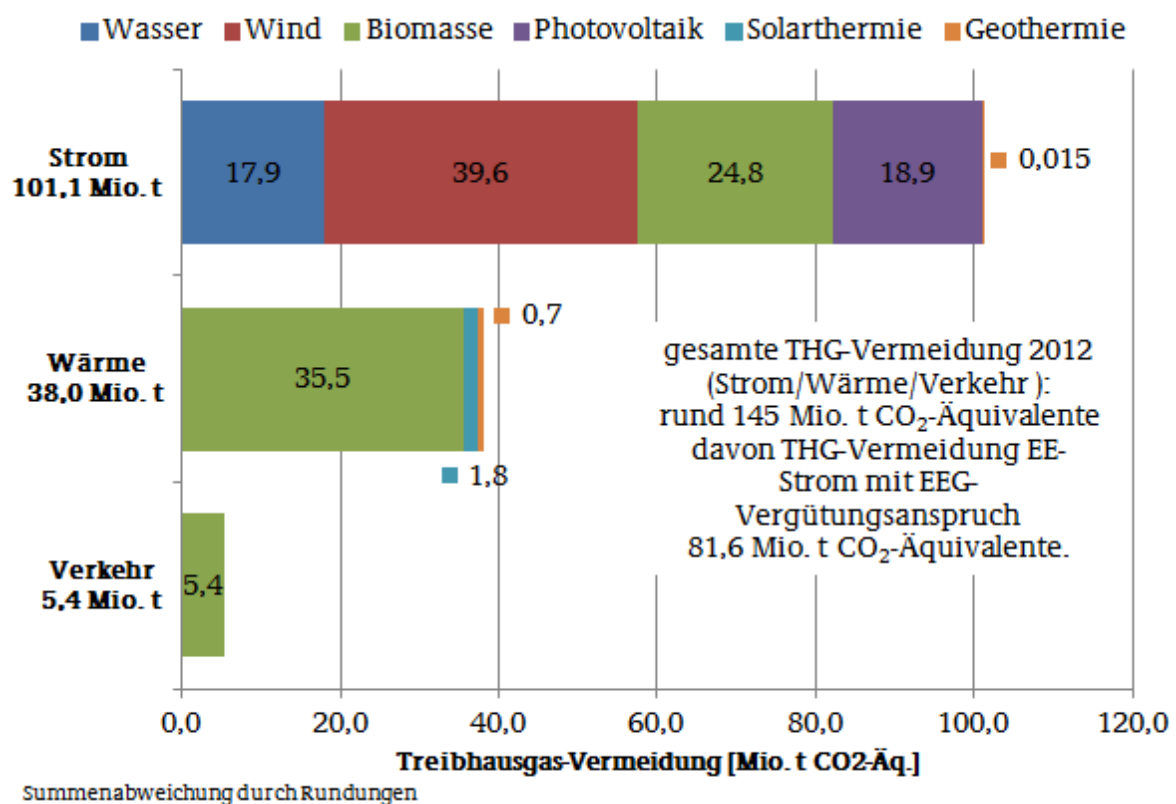
Quelle: eigene Berechnung

6 Ergebnisse der Emissionsbilanzierung erneuerbarer Energien

Der Ausbau erneuerbarer Energien trägt wesentlich zur Erreichung der Klimaschutzziele in Deutschland bei. In allen Verbrauchssektoren (Strom, Wärme, Verkehr) werden fossile Energieträger durch erneuerbare Energien ersetzt. Die energiebedingten Treibhausgasemissionen sinken entsprechend.

Insgesamt resultierte im Jahr 2012 eine Treibhausgasvermeidung von rund 145 Millionen Tonnen CO₂-Äquivalenten. Auf den Stromsektor entfielen 101,1 Millionen Tonnen, davon sind 81,6 Millionen Tonnen der EE-Strommenge mit EEG-Vergütungsanspruch zuzuordnen. Im Wärmebereich wurden 38,0 Millionen Tonnen und im Kraftstoffbereich 5,4 Millionen Tonnen CO₂-Äquivalente vermieden (vgl. Abbildung 2).

Abbildung 2: Beiträge der einzelnen EE Technologien zur Treibhausgasvermeidung



Quelle: UBA auf Basis AGEE-Stat sowie weiteren Quellen, siehe Tabelle Emissionsbilanz erneuerbarer Strom-, Wärme- und Kraftstoffbereitstellung 2012

Bei einer ausschließlichen Betrachtung des Treibhausgases Kohlendioxid, bei der unter anderem Methanemissionen bei der Nutzung fossiler und biogener Brennstoffe sowie Lachgasemissionen beim Anbau von Energiepflanzen außer Acht bleiben, ergibt sich ein leicht abweichendes Bild. Danach haben die erneuerbaren Energien 2012 insgesamt 147 Millionen Tonnen CO₂-Emissionen vermieden. Hiervon entfielen 100,9 Millionen Tonnen auf die erneuerbare Stromerzeugung (davon 82 Millionen Tonnen auf Strom aus EE mit EEG-Vergütungsanspruch), 38,6 Millionen Tonnen auf die erneuerbare Wärmebereitstellung und 7,4 Millionen Tonnen auf den Einsatz von Biokraftstoffen.

Die Netto-Bilanz der vermiedenen Emissionen durch erneuerbare Energien berücksichtigt grundsätzlich alle vorgelagerten Prozessketten zur Gewinnung und Bereitstellung der

Energieträger sowie zur Herstellung der Anlagen und die Nutzungsphase. Mit dem Rückbau (Recycling) wird ein wichtiger Teil des Lebenszyklus nicht analysiert.

Den Emissionen der durch erneuerbare Energien ersetzten fossilen Energieträger werden dabei diejenigen Emissionen gegenübergestellt, die aus den Vorketten und dem Betrieb der regenerativen Energieerzeugungsanlagen stammen. Bei Strom und Wärme wird das Ergebnis maßgeblich dadurch beeinflusst, welche fossilen Brennstoffe durch erneuerbare Energieträger ersetzt werden. Bei den Biokraftstoffen sind besonders die Art und Herkunft der verwendeten Rohstoffe ausschlaggebend.

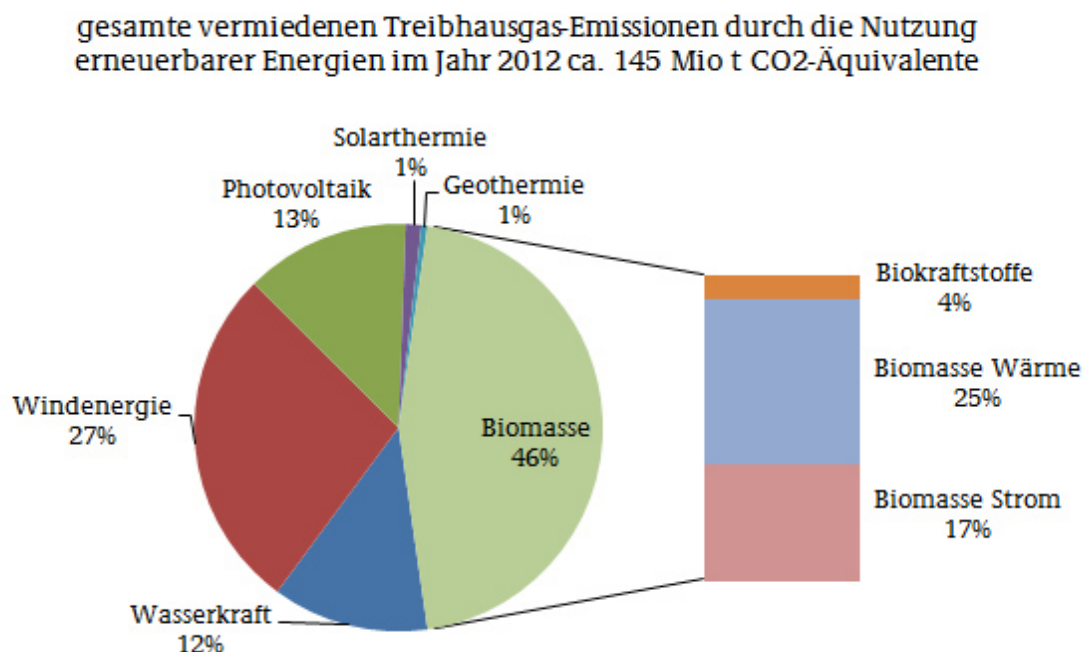
Sofern es sich dabei nicht um biogene Reststoffe (u. a. Holz) und Abfälle handelt, sind Landnutzungsänderungen durch den landwirtschaftlichen Anbau der Energiepflanzen zu beachten. Sie können die Bilanzergebnisse entscheidend beeinflussen. Die Effekte indirekter (d. h. durch Verdrängungseffekte mittelbar verursachte) Landnutzungsänderungen werden bei der Berechnung der Treibhausgasemissionen noch nicht berücksichtigt, da es derzeit keine einheitlich anerkannte Methode dafür gibt.

Im Herbst 2012 unterbreitete die Europäische Kommission auf Basis verschiedener Expertisen einen ersten kontrovers diskutierten Vorschlag, in welcher Weise indirekte Landnutzungsänderungen im Zuge der Berichterstattung zur Richtlinie 2009/28/EG zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen bilanziert werden könnten.

Eine Umsetzung der vorgeschlagenen Werte auf Basis der im Jahr 2012 in Deutschland eingesetzten Biokraftstoffe (hoher Ölpflanzenanteil) würde dazu führen, dass sich für diese keine Minderung der Treibhausgasemissionen mehr nachweisen ließe. Es ist hinsichtlich der Berechnungsmethode höchstwahrscheinlich noch in diesem Jahr mit einer Entscheidung zu rechnen. Auf dieser Basis wird dann eine Aktualisierung der Emissionsbilanz vorgenommen.

Direkte Landnutzungsänderungen spielen aufgrund der Regelungen der Biokraft-NachV und BioSt-NachV nur noch für den Anbau von Energiepflanzen zur Biogasgewinnung eine Rolle. Die Art des umgebrochenen Grünlands ist jedoch nur eingeschränkt bekannt, so dass sich die Höhe der Emissionen auch nur schwer quantifizieren lässt. Da diese zudem nur in Bezug zu ca. 15 % der Gesamtenergiemaisanbaufläche stehen, wird auch die Gesamtemissionsbilanz für Biogas nur vergleichsweise gering beeinflusst. Aufgrund verschiedener Bundesländer-Verbote zum Grünlandumbruch sollten diese Effekte zukünftig nur noch geringfügig an Bedeutung gewinnen.

Abbildung 3: Struktur der vermiedenen Treibhausgas-Emissionen durch die Nutzung erneuerbarer Energien im Jahr 2012



Quelle: UBA auf Basis AGEE-Stat sowie weiteren Quellen, siehe Tabelle Emissionsbilanz erneuerbarer Strom-, Wärme- und Kraftstoffbereitstellung 2012

Tabelle 141 zeigt die Vermeidungsfaktoren und die vermiedenen Emissionen der einzelnen Treibhausgase und Luftschadstoffe nach Versorgungsbereichen, die abhängig von der Art und Höhe der erneuerbaren Energiebereitstellung und von Substitutionsbeziehungen sind. Im Stromsektor ist die hohe Treibhausgasminderung signifikant. Negative Bilanzwerte treten bei den Vorläufersubstanzen für bodennahes Ozon insbesondere bei Kohlenmonoxid auf, was auf die Nutzung der Photovoltaik und Biogas zurückzuführen ist. Im Wärmebereich ergeben sich Emissionserhöhungen durch die Verbrennung von Holz in älteren Feuerungsanlagen wie Kachel- und Kaminöfen, die jedoch sukzessive stillgelegt bzw. erneuert werden (müssen), besonderen Einfluss haben dabei die negative Werte von flüchtigen organischen Verbindungen und Kohlenmonoxid sowie von Staubemissionen aller Partikelgrößen. Bei den Biokraftstoffen zeigen sich deutlich die höheren Lachgas-Emissionen aufgrund von Düngung im Rahmen des Energiepflanzenanbaus.

Tabelle 141: Emissionsbilanz erneuerbarer Strom-, Wärme- und Kraftstoffbereitstellung 2012

		EE Stromerzeugung gesamt: 142.418 GWh		EE Wärmebereitstellung gesamt: 140.370 GWh		Biogene Kraftstoffe gesamt: 35.274 GWh	
Treibhausgas/ Luftschadstoff		Vermeidungsfaktor	vermiedene Emissionen	Vermeidungsfaktor	vermiedene Emissionen	Vermeidungsfaktor	vermiedene Emissionen
		[g/kWh]	[1.000 t]	[g/kWh]	[1.000 t]	[g/kWh]	[1.000 t]
Treibhaus-effekt 1)	CO ₂	708	100.853	275	38.634	210	7.400
	CH ₄	0,52	74,1	0,03	4,2	-0,26	-9,3
	N ₂ O	-0,06	-8,3	-0,02	-2,4	-0,16	-5,7

	CO ₂ -Äquivalent	710	101.148	271	37.972	154	5.443
Versauerung(2)	SO ₂	0,24	34,2	0,14	20,1	-0,07	-2,5
	NO _x	0,11	15,8	-0,40	-56,4	-0,34	-12,1
	SO ₂ -Äquivalent	0,32	45,4	-0,18	-25,9	-0,152	-5,4
Ozon(3) Staub(4)	CO	-0,33	-47,4	-4,97	-698,1	-0,07	-2,3
	NM _{VOC}	-0,01	-1,3	-0,34	-47,6	0,01	0,5
	Staub	0,01	1,1	-0,20	-28,1	-0,04	-1,4

Quelle: eigene Berechnung

6.1 Unsicherheiten und Forschungsbedarf

Die im vorliegenden Bericht verwendeten Emissionsfaktoren sind zum Teil mit beträchtlichen Unsicherheiten verbunden. Die größten Unsicherheiten bestehen im Bereich der Biomassenutzung, insbesondere gilt dies für die Biokraftstoffe. Beispielsweise ist die Datenlage zu den landwirtschaftlichen Vorketten teils unzureichend.

Insbesondere für die Biokraftstoffe kommt die Notwendigkeit hinzu, den Einfluss von direkten Landnutzungsänderungen (u.a. Grünlandumbruch) als auch von indirekten Landnutzungsänderungen (Verdrängungs- und Umnutzungseffekte als Konsequenz des Anbaus von Energiepflanzen) zu berücksichtigen. Die wissenschaftliche Diskussion über die Quantifizierung dieser Effekte und die Bestimmung der vermiedenen Emissionen ist noch nicht abgeschlossen. Erst mit der verbesserten Kenntnis von Stoffstromketten können diese Effekte adäquat in die Emissionsbilanz aufgenommen werden. Es ist davon auszugehen, dass insbesondere im Verkehrssektor die ermittelten Emissionseinsparungen zu hoch eingeschätzt werden.

Forschungsbedarf besteht grundsätzlich in Hinblick auf die Emissionsfaktoren der erneuerbaren Energiebereitstellungsketten. Die ökobilanziellen Datensätze müssen regelmäßig an die technische Entwicklung des Anlagenbestandes angepasst werden. Weiterhin sollte die Forschungspriorität auf der Absicherung der Erkenntnis der energetischen Nutzung fester, gasförmiger und flüssiger Biomasse liegen, dazu sind empirische Erhebungen unter realen Betriebsbedingungen angeraten. Ziel ist es, den Erkenntnisstand zu Aktivitätsraten, Stoffströmen und Nutzungseffizienzen zu verbessern, als auch einen besser abgesicherten Einblick in die Anlagenemissionen differenziert nach Brennstoffen, Leistungsgrößen der Anlagen und Luftreinhaltungstechniken zu erlangen.

Prüfungsbedarf besteht ebenfalls hinsichtlich der Ausweitung der betrachteten Schadstoffliste auf weitere Schadstoffe.

Um den Forschungsbedarf im Fachkollegium zu diskutieren und zu fokussieren wurde im Juli 2011 vom BMU, AGEE-Stat, dem DBFZ und dem UBA der Workshop „Bioenergie – Datengrundlagen für die Statistik der erneuerbaren Energien und Emissionsbilanzierung“ abgehalten, mit dem Ziel den Wissensstand über den Einsatz von fester, gasförmiger und flüssiger Biomasse zusammenzutragen und eine verbesserte Datenlage für die Statistik und Emissionsbilanz der erneuerbaren Energien zu schaffen. Das Resultat wurde in der Berichtsdocumentation des Workshops festgehalten (UBA, et al., 2012). Der Workshop-Bericht legt offen, welche Datenquellen vorhanden sind, welche Randbedingungen bei

ihrer Nutzung zu beachten sind und in welcher Größenordnung Unsicherheit über die erforderlichen durchschnittlichen repräsentativen Kenndaten für Deutschland bestehen. Weiterhin wurden wesentliche Daten- und Wissenslücken für die Strom- und Wärmenutzung von fester, gasförmiger und flüssiger Biomasse identifiziert.

Zum Thema Bioenergie wurde folgender Forschungsbedarf festgehalten:

- Der zeitnahe Zugang zu wesentlichen anlagenbezogenen Informationen, wie zum Beispiel der Anlagenanzahl, die elektrische Leistung oder Umwandlungstechnologie einer Anlage soll verbessert werden. Dies könnte im Rahmen der Ausweitung von Erhebungsgrenzen im Zuge der anstehenden Novelle des Energiestatistikgesetzes umgesetzt werden.
- Die Auswertung der EEG-Daten der Bundesnetzagentur als neue Datenquelle hat bereits eine entscheidende Erweiterung und Steigerung der Datenqualität hinsichtlich der Stromerzeugung aus Biogas, fester Biomasse und flüssiger Biomasse bewirkt. Allerdings hängen die Möglichkeiten zur Datenauswertung wesentlich von der Struktur der Vergütungssätze ab, aus der sich mehr oder weniger Rückschlussmöglichkeiten auf fachliche Ableitungen ergeben.
- Für die Emissionsbilanzierungen sollen empirisch fundierte Klassifizierungssysteme für Biomasseanlagen entwickelt werden, auf deren Grundlage Ableitung zu typischen Referenzanlagen getroffen werden können. Informationen über Referenzanlagen ermöglichen es, passgenauere Emissionsfaktoren der Emissionsbilanz zu Grunde zu legen. Die Klassifikation könnte u.a. die Parameter Technologie, Leistungsgröße, eingesetzter Brennstoff und Wärmenutzungskonzept berücksichtigen.
- Eine Fokussierung der Forschungsbemühungen auf die Dokumentation des Anlagenzubaues scheint sinnvoll. Kenntnisse über den Fortschritt bei der Effizienz der Biomassenutzung, bei der Reduktion von Schadstoffemissionen sowie bezüglich der Entwicklung und Marktdurchdringung von neuen Technologien, ist die Grundlage um zukünftig für die Emissionsbilanzierung angepasste, belastbare Emissionsfaktoren heranzuziehen.
- Die Ausweitung der Daten- und Wissensbasis durch die Berücksichtigung neuer Datenquellen wurde mit der Nutzung der Datenerfassung der BLE im Rahmen der Umsetzung der BioSt-NachV für Pflanzenöl bereits begonnen. Weitere Datenquellen (z.B. bioreact-Daten) sollten folgen, damit vor allem im Bereich der Biogas- und flüssige Biomassenutzung eine verbesserte Datenlage erzielt werden kann.
- Um die Nutzung von Biomethan besser abzubilden, sind geeignete Erhebungs- und Schätzverfahren zu entwickeln. Eine Zuordnung des ins Erdgasnetz eingespeisten Biomethans auf verschiedene Anwendungssektoren sollte dabei berücksichtigt werden.
- Die Etablierung eines „Bundesmessprogramm“ für Biomasseheizkraftwerke könnte zukünftig wertvolle Information über die Emissionscharakteristika des Anlagenbestandes liefern. Diese Erhebung könnte auf Grundlage einer repräsentativen Stichprobe des Anlagenbestandes relevante Effizienz- und Emissionsparametern im realen Anlagebetrieb erfassen.

7 Literaturverzeichnis

AGEB. 2012. *Auswertungstabellen zur Energiebilanz für die Bundesrepublik Deutschland.* Berlin : AGEB, 2012.

— . **2013.** *Energiebilanz 2011.* 2013.

AGEE-Stat. 2013. *Erneuerbare Energien 2012 Daten der Arbeitsgruppe Erneuerbare.* 2013.

— . **2013.** Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland. [Online] 2013. <http://www.erneuerbare-energien.de/die-themen/datenservice/zeitreihen-entwicklung-ab-1990/>.

Agostini, Giuntoli und Boulamanti. 2013. *Carbon accounting of forest bioenergy.* Institute for Energy and Transport, European Commission - Joint Research Centre, Ispra (IT). Luxembourg : Publications Office of the European Union, 2013. http://iet.jrc.ec.europa.eu/bf-ca/sites/bf-ca/files/files/documents/eur25354en_online-final.pdf. ISSN 1831-9424.

BDBe. 2012. Marktdaten Die deutsche Bioethanolwirtschaft in Zahlen. [Online] 2012. [Zitat vom: 26. 04 2013.] http://www.bdbe.de/branche/marktdaten_e10-verbrauch/.

BLE. 2013. *Evaluationsbericht- und Erfahrungsbericht für das Jahr 2012.* Bonn : BLE, 2013.

BMU. 2012. *Erneuerbare Energien- Fragen und Antworten.* Berlin : BMU, 2012.

— . **2013.** *Erneuerbare Energien in Zahlen - Nationale und internationale Entwicklung.* Berlin : s.n., 2013.

— . **2012.** *Evaluierung der Biomethanbereitstellung, -verteilung und -nutzung in Deutschland durch ein Marktmonitoring (BIOMON).* 2012.

BMW i & BMU. 2012. Erster Monitoring-Bericht „Energie der Zukunft“. [Online] Dezember 2012. [Zitat vom: 3. Juli 2013.] <http://www.bmw i.de/BMW i/Redaktion/PDF/Publikationen/erster-monitoring-bericht-energie-der-zukunft,property=pdf,bereich=bmw i2012,sprache=de,rwb=true.pdf>.

BSW. 2013. *Statistische Zahlen der deutschen Solarwärmebranche (Solarthermie).* Berlin : s.n., 2013. http://www.solarwirtschaft.de/fileadmin/media/pdf/2013_2_BSW_Solar_Faktenblatt_Solarwaerme.pdf.

BWP. 2013. *Absatzzahlen 2012: 70.000 neue Wärmepumpe in Deutschland installiert.* Berlin : s.n., 2013. http://www.waermepumpe.de/uploads/tx_bwppublication/2013-01-17_BWP-PI_Absatzzahlen_2012_BDH.pdf.

DBFZ. 2013. *03MAP250 Stromerzeugung aus Biomasse - Zwischenbericht.* 2013.

— . **2010.** *Alterung von Diesellabgaskatalysatoren im Betrieb mit Biokraftstoffen.* Leipzig : s.n., 2010.

— . **2013.** *EEG Biomasse Monitoring.* 2013.

Degel und Jörß. 2009. *Aufbereitung von Daten der Emissionserklärungen gemäß 11. BImSchV aus dem Jahre 2004 für die Verwendung bei der UNFCCC- und UNECE-Berichterstattung - Teilbericht Stationäre Verbrennungsmotoren.* Institut für Zukunftsstudien und Technologiebewertung (IZT).

Dessau-Roßlau : Umweltbundesamt, 2009. <http://www.umweltbundesamt.de/uba-info-medien/3887.html>. ISSN 1862-4804.

DEPV. o.J.. *Pelletproduktion und Inlandsbedarf in Deutschland*. Berlin : s.n., o.J. <http://www.depv.de/startseite/marktdaten/entwicklung-pelletproduktion/>.

DEWI GmbH. 2013. Windenergienutzung in Deutschland - Stand 31.12.2012. [Online] 2013. [Zitat vom: 12. 07 2013.] <http://www.dewi.de/dewi/index.php?id=47&L=1> ..

DIN 51605:2010-09. *Kraftstoffe für pflanzenöлтаugliche Motoren - Rapsölkraftstoff - Anforderungen und Prüfverfahren*.

DIN 51625:2008 08. *Kraftstoffe für Kraftfahrzeuge - Ethanolkraftstoff - Anforderungen und Prüfverfahren*.

DIN EN 14214. *Fettsäuremethylester (FAME) für Dieselmotoren*.

DWD. 2013. *Jährliche Strahlungskarte - flächendeckende Jahressumme der Globalstrahlung für das Jahr 2012*. Offenbach : DWD, 2013.

E10-Kraftstoff.de. 2013. Steigt mit E10 der Verbrauch. [Online] 2013. [Zitat vom: 17. Juli 2013.] <http://www.e10-kraftstoff.de/steigt-mit-e10-der-verbrauch.html>.

ecoinvent. 2010. ecoinvent V 2.2. [Online] 2010.

Edwards, Robert. 2013. *Well-to-Wheels: Introducing the JEC Consortium and its WTW Methodology. JEC Well-to-Wheels Analysis Version 4 – A Preview of New Results*. 2013.

ESU. 2012. *Life Cycle Inventories of Hydroelectric Power Generation*. Uster (CH) : ESU Services Ltd., 2012.

Europäische Gemeinschaft. 2009. Richtlinie 2009/28/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23. April 2009 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen und zur Änderung und anschließenden Aufhebung der Richtlinien 2001/77/EG und 2003/30/EG. 2009.

F.O. Licht. 2012. 2012, World Ethanol & Biofuels Report.

Fehrenbach, Horst. 2013. Telefonisches Gespräch mit Horst Fehrenbach am 15.07.2013. Dessau : s.n., 2013.

Fichtner, W., et al. 2011. *Fortschreibung der Emissionsfaktoren für Feuerungs- und Gasturbinenanlagen nach 13./17. BImSchV und TA Luft*. Karlsruhe : DFIU-KIT, 2011. nicht veröffentlicht.

Fraunhofer IWES. 2012. *Aktualisierung von Ökobilanzdaten für erneuerbare Energien im Bereich Treibhausgase und Luftschadstoffe - Abschnitt Windenergie*. Kassel : FraunhoferIWES, 2012.

—. **2013.** Windmonitor (Größenentwicklung der Windenergieanlagen Onshore). [Online] 2013. [Zitat vom: 12. 07 2013.] <http://www.windmonitor.de/>.

Frey, et al. 2007. *Studie zu den Energieeffizienzpotenzialen durch Ersatz von elektrischem Strom im Raumwärmebereich*. 2007.

Fritsche, Uwe R. und Schmidt, Klaus. 2008. Handbuch zu GEMIS 4.5. [Online] August 2008.
www.gemis.de.

Gohlisch, Gunnar. 2013. Telefonisches Gespräch mit Gunnar Gohlisch (wissenschaftlicher Mitarbeiter) am 28.05.2013. Dessau : s.n., 12. Juni 2013.

GZB. 2012. *Aktualisierung der Ökobilanzdaten für erneuerbare Energien im Bereich Treibhausgase und Luftschadstoffe - Teilbericht Geothermische Strom- und Wärmeerzeugung.* Bochum : Hochschule Bochum - Internationales Geothermiezentrum, 2012.

—. **2010.** *Analyse des deutschen Wärmepumpenmarktes - Bestandsaufnahme und Trends.* Bochum : s.n., 2010. http://www.geothermie-zentrum.de/fileadmin/media/geothermiezentrum/Projekte/WP-Studie/Abschlussbericht_WP-Marktstudie_Mar2010.pdf.

Heberle, Obermeier und Brüggemann. 2012. *Mögliche Emissionen bei der Strom- und Wärmeerzeugung aus Geothermie durch den Einsatz von F-Gasen im Energiewandlungsprozess mittels ORC.* Dessau-Roßlau : Umweltbundesamt, 2012. S. 17.
<http://www.umweltdaten.de/publikationen/fpdf-l/4323.pdf>. ISSN 1862-4359.

Hofmann. 2010. *Nutzung der Potenziale des biogenen Anteils im Abfall zur Energieerzeugung.* Dresden : s.n., 2010.

Icha. 2013. *Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990 bis 2012.* Dessau-Roßlau : s.n., 2013. <http://www.umweltbundesamt.de/uba-info-medien/4488.html>.

IEA-SHC. o.J.. *Common Calculation Method: Solar Collector Energy Output.* o.J. <http://www.iea-shc.org/common-calculation-method>.

IFEU. 2008. *Erweiterung der Treibhausgas-Bilanzen ausgewählter Biokraftstoffpfade.* Heidelberg : n.v., 2008.

—. **2011.** *Erweiterung der Treibhausgas-Bilanzen ausgewählter Biokraftstoffpfade.* Heidelberg : s.n., 2011. unv..

IINAS. 2013. *Globales Emissions-Modell integrierter Systeme.* [Online] 2013. [Zitat vom: 01. 05 2013.] <http://www.iinas.org/gemis-de.html>.

INFRAS. 2010. *Handbuch der Emissionsfaktoren im Straßenverkehr 3.1.* Bern : s.n., 2010.

IPCC. 1996. *IPCC Second Assessment Report: Climate Change 1995.* Cambridge : University Press, 1996.

ISI. 2013. *CO₂-Minderung im Stromsektor durch den Einsatz erneuerbarer Energien im Jahr 2010 und 2011.* Karlsruhe : Fraunhofer ISI, 2013.

Klöpffer, Walter und Grahl, Birgit. 2009. *Ökobilanz (LCA): Ein Leitfaden für Ausbildung und Beruf.* Weinheim : WILEY-VCH Verlag GmbH & Co. KGaA, 2009.

LIAG. 2013. *Geothermisches Informationssystem (GeoTIS) für Deutschland.* Hannover : s.n., 2013. <http://www.geotis.de/homepage/listing.php>.

Lohmann, et al. 2012. *Die Ökobilanz des Offshore-Windparks alpha ventus*. Münster : Lit, 2012.
http://www.litwebshop.de/index.php?main_page=product_info&products_id=6826.

Nast, et al. 2009. *Evaluierung von Einzelmaßnahmen zur Nutzung erneuerbarer Energien (Marktanreizprogramm) im Zeitraum Januar 2007 bis Dezember 2008*. Stuttgart : s.n., 2009.
http://www.dlr.de/tt/Portaldata/41/Resources/dokumente/institut/system/publications/MAP-Endbericht_2007-2008_%28ohne_Anhang%29.pdf.

Öko-Institut. 2012. *Aktualisierung LCA-EE*. 2012.

Rausch, Lothar und Fritsche, Uwe R. 2012. Aktualisierung von Ökobilanzdaten für Erneuerbare Energien im Bereich Treibhausgase und Luftschadstoffe – Endbericht –. [Online] 2012.
http://www.oeko.de/das_institut/team/dok/630.php?id=8&dokid=1621&anzeige=det.

Reisinger, Hartmann und Nothaft. 2009. *Evaluierung des BMU-Marktanreizprogramms: Teilbereich kleine Biomassekessel bis 100kW*. Berlin : s.n., 2009. Kurzpräsentation Ergebnisse.

Roth, Brückl und Held. 2005. *Windenergiebedingte CO₂-Emissionen konventioneller Großkraftwerke*. München : Energie & Management, 2005.

RWI/Forsa. 2008. *Energieverbrauch privater Haushalte*. Köln : s.n., 2008.

Simon und O'Sullivan. 2012. *Projekt LCA-EE - DLR Unterauftrag Solarthermie*. Stuttgart : s.n., 2012.

SmartGreenScans. 2012. *Life Cycle Assessment of Photovoltaic Systems*. Groet (NL) : SmartGreenScans, 2012.

Solomon, S, et al. 2007. *Working Group I: The Physical Science Basis*. IPCC. Cambridge, United Kingdom und New York, USA : Cambridge University Press, 2007. IPCC Fourth Assessment Report: Climate Change 2007 (AR4).

StBA. 2012. *Klärgaserhebung*. Wiesbaden : Statistisches Bundesamt, 2012.

Struschka, et al. 2008. *Effiziente Bereitstellung aktueller Emissionsdaten für die Luftreinhaltung*. 2008.

Thuneke, Klaus. 2013. Telefonisches Gespräch mit Klaus Thuneke (Stellvertretender Sachgebietsleiter) am 13.06.2013. Dessau : s.n., 2013.

UBA. 2010. *Energieziel 2050: 100% Strom aus erneuerbaren Quellen*. Dessau-Rosslau : s.n., 2010.

—. **2013.** *Nationaler Inventarbericht*. Dessau-Roßlau : Umweltbundesamt, 2013.

UBA, et al. 2012. *Bioenergie - Datengrundlage für die Statistik der erneuerbaren Energien und Emissionsbilanzierung - Ergebnisbericht zum Workshop vom Juli 2011*. Umweltbundesamt. Dessau-Roßlau : Umweltbundesamt, 2012. S. 105. <http://www.uba.de/uba-info-medien/4251.html>.

UFOP. 2012. UFOP-Marktinformation Ölsaaten und Biokraftstoffe. [Online] März 2012. [Zitat vom: 19. April 2013.] http://www.ufop.de/files/2913/3922/2661/RZ_MI_03112b.pdf.

VDB. 2012. Informationen: Biokraftstoffe in Deutschland. [Online] Januar 2012. [Zitat vom: 19. April 2013.] http://www.biokraftstoffverband.de/index.php/daten-und-fakten.html?file=tl_files/download/Daten_und_Fakten/factsheet_biodiesel.pdf.

Wagner, et al. 2004. *CO₂-Vermeidungskosten im Kraftwerksbereich, bei den erneuerbaren Energien sowie bei nachfrageseitigen Energieeffizienzmaßnahmen.* München : s.n., 2004.

Ziems, et al. 2012. *Kraftwerksbetrieb bei Einspeisung von Windparks und Photovoltaikanlagen.* Rostock : s.n., 2012. http://www.vgb.org/vgbmultimedia/Forschung/333_Abschlussbericht.pdf.

FAKTEN

Die wichtigsten Daten zu
den Erneuerbaren Energien.
Schnell und kompakt.

Stand 05/2013



Agentur für
Erneuerbare
Energien

www.unendlich-viel-energie.de

Erneuerbare Energien – Die Branche im Überblick



	2012	Branchen- szenario 2020
Investitionen in Energieanlagen	19,5 Mrd. €	235 Mrd. €¹
Anteil am Stromverbrauch	22,9 % ²	47 %
Anteil am Wärmeverbrauch	10,4 %	25 %
Anteil am Kraftstoffverbrauch	5,5 %	22 %
Anteil am Endenergieverbrauch	12,6 %	28 %
THG-Vermeidung (CO ₂ -Äquivalent)	146 Mio. t ³	287 Mio. t
Arbeitsplätze	377.800	mind. 500.000
Eingesparte fossile Energieimporte (2011)	7,1 Mrd. €	50 Mrd. €
Vermiedene Umweltschäden (2011)	10,1 Mrd. € ⁴	12,3 Mrd. €

¹ kumulierte Gesamtinvestitionen 2010-2020

² entspricht dem Verbrauch von rund 97 % der Privathaushalte für Wohnen

³ entspricht rund 94 % des THG-Ausstoßes im Verkehrssektor

⁴ nur Strom- und Wärmemarkt

**Erneuerbare Energien (EE) gehören zu den wichtigsten Wachstums-
motoren in Deutschland. Sie sorgen für Klimaschutz, Investitionen,
Arbeitsplätze und eine zunehmende Unabhängigkeit von Energie-
importen. Bis zum Jahr 2020 hat sich die Branche ehrgeizige Ziele
gesetzt.**

**Seit dem Jahr 2005 hat sich der Anteil Erneuerbarer
Energien am verbrauchten Strom verdoppelt.**

Erneuerbare Energien steigern Umsatz und Beschäftigung



Investitionen

in die Errichtung von Anlagen zur EE-Nutzung in Deutschland 2012

Windenergie	3.750 Mio. €
Bioenergie	2.550 Mio. €
Solarenergie	12.190 Mio. €
Erd-/Umweltwärme	930 Mio. €
Wasserkraft	70 Mio. €

Gesamt 19.490 Mio. €

Umsatz

aus dem Anlagenbetrieb 2012

Windenergie	1.430 Mio. €
Bioenergie	10.300 Mio. €
Solarenergie	1.470 Mio. €
Erd-/Umweltwärme	780 Mio. €
Wasserkraft	380 Mio. €

Gesamt 14.360 Mio. €

Branchenumsatz der Anlagenhersteller inkl. Export 21,9 Mrd. €

Arbeitsplätze



Die Erneuerbare-Energien-Branche ist einer der erfolgreichsten Wirtschaftszweige in Deutschland. Durch Unternehmensansiedlungen, Beschäftigung und Steuern trägt sie wesentlich zur Wertschöpfung auch in Kommunen bei. Erneuerbare Energien sind Schlüsseltechnologien für Deutschlands Zukunft.

Mit rund 380.000 Arbeitsplätzen ist die Branche der Erneuerbaren Energien auf dem Weg, zur Chemieindustrie (knapp 430.000 Beschäftigte) aufzuschließen.

Erneuerbare Energien sichern die Versorgung



Deutschland ist von Energieimporten abhängig

Importquoten

Uran:	100 %
Mineralöl:	96 %
Erdgas:	86 %
Steinkohle:	79 %

Einsparung von Importen fossiler Brennstoffe durch EE

2009:	6,1 Mrd. €
2010:	6,6 Mrd. €
2011:	7,1 Mrd. €

Importkosten 2012: 92,7 Mrd. €

Rohstoffkosten steigen stark

Die Rohölpreise sind sprunghaft gestiegen. Für ein Barrel OPEC-Öl mussten im Jahresmittel 2012 fast 110 US\$ gezahlt werden, nach rund 77 US\$ im Jahr 2010.

Kosten für EE sinken

z.B. für schlüsselfertige Photovoltaikanlagen (>10kWp): 2006-2012 um 64 %. Einspeisevergütungen wurden stark abgesenkt und die Vergütungssätze für Solarstrom sinken weiter: Selbst kleine im Sommer 2013 neu installierte PV-Anlagen erhalten nur noch rund die Hälfte des Haushaltsstrompreises.

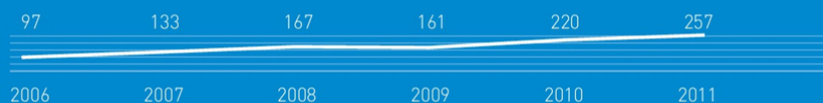
Herkömmliche Energiereserven sind endlich. Erneuerbare Energien stehen unendlich zur Verfügung und ihre Nutzung wird immer günstiger.

Deutschlands Importkosten für fossile Energien sind seit 2010 um mehr als 40 Prozent gestiegen.

Erneuerbare Energien sind günstig - weltweit



Globales Investitionsvolumen in EE in Mrd. US\$



Moderne Technologien machen Boden gut

Der Einsatz moderner Erneuerbarer Energien ist in den vergangenen Jahren stetig gestiegen auf zuletzt 8,2 % am globalen Endenergieverbrauch. Aus traditionellen erneuerbaren Quellen wie Wasserkraft und herkömmlicher Holzverbrennung stammten weitere 8,5 %.

Weltweit ehrgeizige EE-Ausbauziele schaffen große Exportmärkte, z.B.

EU	2011:	13 %	2020:	20 %	(Endenergie)
China	2010:	9 %	2020:	15 %	(Endenergie)
Kalifornien	2012:	20 %	2020:	33 %	(Strom)

Beispiel Windenergie:

2012 weltweit rund 44.700 MW neu installierte Leistung, davon rund 2.400 MW in Deutschland.

Erneuerbare Energietechnologien aus Deutschland sind ein Exportschlager. Zugleich hat der Marktausbau Erneuerbarer Energien technologischen Entwicklungen Auftrieb gegeben, welche die Kosten für Strom, Wärme und Kraftstoffe aus Erneuerbaren Energien weltweit reduziert haben.

20,3 % der globalen Stromproduktion stammten 2011 aus erneuerbaren Quellen, allein 15,3 % aus Wasserkraft.

Erneuerbare Energien mit hohem Ausbaupotenzial



Der Erneuerbare Energiemix im Jahr 2020

Kraftstoffe:	12 %¹ bis 22 %²
Wärme:	18 %¹ bis 25 %²
Strom:	
Windenergie an Land:	14 % ¹ bis 19 % ²
Windenergie auf See:	6 % ^{1,2}
Bioenergie:	9 % ^{1,2}
Photovoltaik:	8 % ¹ bis rd. 10 % ³
Wasserkraft:	4 % ¹ bis 5 % ²
Geothermie:	<1 % ¹ bis 1 % ²
EE-Strom gesamt:	41 %¹ bis 47 %²

Branchenprognose 2020:

28 % des deutschen Bedarfs an Strom, Wärme und Kraftstoffen stammen aus Wind-, Bio-, Solarenergie, Wasserkraft und Erdwärme².

¹ DLR-Leitstudie 2012, Szenario 2011 A

² AEE-/BEE-Branchenprognose 2009

³ Wegweiser Solarwirtschaft 2010

Die Ausbauprognosen für Strom aus Erneuerbaren Energien sind bisher regelmäßig übertroffen worden. Im Jahr 2020 kann das wieder der Fall sein.

Erneuerbare Energien sind leistungsstark in allen Anwendungsbereichen: Strom, Wärme und Verkehr.